

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Отделение контроля и диагностики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Деятельность нефтегазодобывающих предприятий в сфере предотвращения, ликвидации аварийных ситуаций и борьбы с ними»

УДК 622.276:658.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е32	Брейфогель В.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Романцов И.И.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Спицын В.В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		

Томск – 2018 г.

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ**  
**БАКАЛАВРИАТА**  
**20.03.01 Техносферная безопасность**

<b>Код резу льта та</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
<b>Общие по направлению подготовки</b>		
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы, применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, 2, ОПК-2). CDIO Syllabus(2.4, 4.1, 4.2.7, 4.7). Критерий 5 АИОР (п. 2.12)
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информационных технологий в развитии современного общества и для ведения практической инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-1). CDIO Syllabus(3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.5)
P3	Способность эффективно работать самостоятельно, в качестве члена и руководителя интернационального коллектива при решении междисциплинарных инженерных задач с осознанием необходимости интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, 5, 6, 7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-5, ПК-8). CDIO Syllabus(2.4, 2.5, 3.1, 3.3, 4.2), Критерий 5 АИОР (п. 2.9, 2.12, 2.14)
P4	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, ОПК-4). CDIO Syllabus(3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.11)
P5	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования с целью выбора и оптимизации устройств, систем и методов защиты человека и природной среды от опасностей.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-1, ПК-5). CDIO Syllabus(1.1, 2.1). Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8)
<b>Профиль</b>		
P6	Уметь выбирать, применять, оптимизировать и обслуживать современные системы обеспечения техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов	Требования ФГОС ВО (ОПК-5, ПК-5, ПК-6, ПК-7). CDIO Syllabus(1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2, 2.4, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8), требованиями проф.стандарта 40.056 Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P7	Уметь организовать деятельность по обеспечению техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателя, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных	Требования ФГОС ВО (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ОПК-3, 4, 5).CDIO Syllabus(1.3, 2.1–2.5, 3.1) Критерий 5 АИОР (п. 2.6, 2.12), требованиями проф.стандарта 40.056

	проектов	Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P8	Уметь оценивать механизм, характер и риск воздействия техносферных опасностей на человека и природную среду	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-16, ПК-17).CDIO Syllabus(1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8), требованиями проф.стандартов 40.056 «Специалист по противопожарной профилактике», 40.054 «Специалист в области охраны труда»
P9	Применять методы и средства мониторинга техносферных опасностей с составлением прогноза возможного развития ситуации	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-14, ПК-15, ПК-17, ПК-18).CDIO Syllabus(1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8)

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ А.Н. Вторушина  
05.02.2018 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е32	Брейфогель Василию Александровичу

Тема работы:

«Деятельность нефтегазодобывающих предприятий в сфере предотвращения, ликвидации аварийных ситуаций и борьбы с ними»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 3086/с от 28.04.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.05.2018 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Промысловый нефтегазосборный трубопровод «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.». Диаметр данного трубопровода составляет 273 мм, толщина стенок трубы – 8 мм. Протяженность 13км в длину, производительность 216,88 тыс. м<sup>3</sup> в год.

**Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**

*(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,*

Объект и методы исследования. Методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на промышленном трубопроводе. Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном нефтегазосборном трубопроводе. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).		ресурсосбережение. Социальная ответственность при аварийном разливе нефти на промышленном трубопроводе.
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)		
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)		
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Спицын В.В.	
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л.	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2018 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Романцов И.И.	к.т.н.		05.02.2018 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-1Е32	Брейфогель Василий Александрович		05.02.2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Уровень образования бакалавриат  
Отделение контроля и диагностики  
Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2018 г.	Объекты и методы исследования	20
26.03.2018 г.	Причины и последствия аварийных разливов на промысловых трубопроводах	10
09.04.2018 г.	Методы ликвидации аварийных разливов нефти	25
23.04.2018 г.	Расчетная часть	15
07.05.2018 г.	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
21.05.2018 г.	Оформление и представление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Романцов И.И.	к.т.н.		05.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		05.02.2018

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е32	Брейфогель Василий Александрович

Тема: Деятельность нефтегазодобывающих предприятий в сфере предотвращения, ликвидации аварийных ситуаций и борьбы с ними

Школа	ИШНКБ	Отделение	Контроля и диагностики
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Определить стоимость затрат на проведение работ по ликвидации и локализации аварийных разливов нефти
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицын В.В.	к.э.н., доцент		

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е32	Брейфогель Василий Александрович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е32	Брейфогель Василий Александрович

Школа	ИШНКБ	Отделение	ОКД
Уровень образования	Бакалавр/магистр	Направление/специальность	20.03.01/20.04.01 Техносферная безопасность

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом данного исследования является промышленный нефтегазосборный трубопровод. Промысловый трубопровод предназначен для транспортировки нефти подготовленной на УПН «Кустовое основание №4» до ПСП «Герасимовского м.р».
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	<b>Вредные факторы:</b> 1. отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. превышение уровня шума; 3. превышение уровня вибрации; 4. недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. повышенная загазованность рабочей зоны; 6. повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <b>Опасные факторы:</b> 1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 3. пожарная и взрывная безопасность; 4. статическое электричество.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	1. Источники выбросов в атмосферу; 2. Источники выбросов в гидросферу; 3. Источники выбросов в литосферу (отходы).
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	1. специальные правовые нормы трудового законодательства; 2. организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.



Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-1Е32	Брейфогель Василий Александрович		

## Определения, обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Авария на нефтепроводе** – внезапный вылив или истечение продукта(опасной жидкости) в результате полного разрушения или частичногоповреждения трубопровода, его элементов, оборудования или устройств.

**Некатегорийный отказ** – отказы трубопроводов делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами. К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России, а все остальные отказы – некатегорийные – расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392-86.

**Отказ** – прекращение выполнения функций оборудования по причиневыхода из строя его отдельных узлов и деталей.

**Пикет** – точка разметки расстояния на железнодорожных линиях, как правило, с шагом 100 м.

**Промысловый трубопровод** – это капитальное инженерноесооружение, рассчитанное на длительный срок эксплуатации ипредназначенный для бесперебойной транспортировки природного газа,нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от смеси их добычи до установоккомплексной подготовки.

**Разлив нефтепродуктов** – это любой сброс нефтепродуктов окружающую среду, произошедший как в результате аварийной ситуации, так и при эксплуатации объекта.

**Рекультивация** – комплекс мер по экологическому и экономическому восстановлению земель и водных ресурсов.

**Сорбенты** – твердые тела или жидкости, избирательно поглощающие (сорбирующие) из окружающей среды газы, пары или растворённые вещества.

**Чрезвычайная ситуация** – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

**АСФ** – аварийно-спасательные формирования;

**ВКПР** – верхний концентрационный предел распространения пламени;

**ВУВ** – воздушная ударная волна;

**ГВО** – газовоздушное облако;

**ГСМ** – горюче-смазочные материалы;

**ГП** – гражданские противогазы;

**ИГЭ** – инженерно-геологический элемент;

**ЛВЖ** – легковоспламеняющаяся жидкость;

**М.Р.** – месторождение;

**МПР** – Министерство природных ресурсов;

**НАСФ** – нештатное аварийно-спасательное формирование;

**НФПР** – нефтепродукты;

**ПГО** – парогазовое облако;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**ПК** – пикет;

**НКПР** – нижний концентрационный предел распространения пламени;

**ПДВК** – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация;

**ПЛА** – план ликвидации аварий;

**ПТ** – промысловый трубопровод;

**ПФ** – поражающие факторы;

**ПШ** – шланговые противогазы;

**ТБО** – твердые бытовые отходы;

**УКИЗВ** – удельный комбинаторный индекс загрязненности воды;

**УПН** – установка подготовки нефти;

**ХПК** – химическое потребление кислорода;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 с., 23 рис., 28 табл., 32 источника.

Ключевые слова: авария, промысловый нефтегазопровод, локализация, ликвидация, аварийный разлив, рекультивация, расчет ущерба.

Объектом исследования является промысловый нефтегазосборный трубопровод «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

Цель работы – проанализировать технологию ликвидации аварийного разливанефти на промысловом нефтегазосборном трубопроводе на примере эксплуатациипромыслового трубопровода «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

В процессе работы были рассмотрены особенности природно-климатических условий района расположения промыслового трубопровода, методы локализации, сбора и ликвидация последствий аварийного разлива нефти.

В результате работы был проведен расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промысловом нефтегазосборном трубопроводе и предложены мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на промысловом нефтегазосборном трубопроводе.

Область применения: ликвидация аварийных разливов нефти.

## **ABSTRACT**

Final qualifying work of 102 pages with 23 figures, 28 tables, 32 sources.

Keywords: accident, field oil and gas pipeline, localization, liquidation, emergency spill, reclamation, damage.

Object of the study: field oil and gas gathering pipeline «Bush base №4-UPN Gerasimovsky M. R.».

Objective: analysis of the oil spill response technology on the oil and gas gathering pipeline, using the example of the oil and gas gathering pipeline «Bush base №4-UPN Gerasimovsky M. R.».

During the work, the features of the natural and climatic conditions of the area of the field pipeline location, methods of localization, collection and elimination of the consequences of oil spill were considered.

As a result of the work, the calculation of the number of emergency emissions of hazardous substances involved in the creation of damaging factors on the field oil and gas pipeline was carried out and measures aimed at reducing the risk of emergencies on the field oil and gas pipeline were proposed.

Application field: liquidation of oil spills.

## Оглавление

Введение.....	17
1 Общая характеристика промыслового нефтегазосборного трубопровода.....	19
1.1 Характеристика промыслового нефтегазосборного трубопровода.....	19
1.2 Природно-климатические условия района.....	21
2 Причины и последствия аварийных разливов на промысловых трубопроводах.....	31
2.1 Источники и причины разлива нефти.....	31
2.2 Влияние аварийных разливов нефти на атмосферный воздух.....	34
2.3 Влияние аварийных разливов нефти на почвы и растительность.....	38
2.4 Влияние аварийных разливов нефти на водные объекты.....	41
3 Методы ликвидации аварийных разливов нефти.....	45
3.1 Технологии локализации разлива нефти.....	45
3.2 Ликвидация аварийного разлива при помощи сбора нефти.....	50
4 Расчетная часть.....	58
4.1 Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промысловом нефтегазосборном трубопроводе.....	58
4.2 Расчет времени для локализации аварии на почве.....	68
4.3 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на промысловом нефтегазосборном трубопроводе.....	70
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	74
5.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	75
5.2 Бюджет научно-технического исследования.....	76
5.3 Экономическая эффективность проектно-изыскательных работ..	81

6 Социальная ответственность.....	83
6.1 Производственная безопасность.....	83
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	84
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	88
6.2 Экологическая безопасность.....	90
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	93
Заключение.....	96
Список использованных источников и литературы.....	98



## **Введение**

Добыча нефти и газа является основной бюджетобразующей отраслью экономики для многих стран мира. Можно с уверенностью сказать, что российская экономика также является сегодня ресурсно-ориентированной. Именно за счет нефтегазодобычи происходит существенный вклад во внутренний валовой продукт, именно от него идет большая часть бюджетных поступлений. Развитие нефтегазового комплекса естественным образом сказывается на развитии всей экономики в целом.

Вследствие увеличения добычи нефти и износом основных производственных фондов, происходит систематическое увеличение количества аварийных ситуаций на нефтепроводе, в результате чего основной угрозой экологической безопасности являются аварии на объектах добычи углеводородов, повышенный риск возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера, истощение природных ресурсов и деградация природных комплексов.

Несмотря на то, что в России существует законодательство в области предотвращения чрезвычайных ситуаций, разработано большое количество подзаконных нормативно-правовых актов, число аварий не снижается. Это говорит о том, что механизм, предусмотренный законодательством, работает недостаточно эффективно. Все вышесказанное обуславливает высокую актуальность темы исследования и требует особого внимания к изучению способов локализации, ликвидации и к разработке комплекса необходимых мероприятий.

Цель выпускной квалификационной работы – проанализировать технологию ликвидации аварийного разлива нефти на промысловом нефтегазосборном трубопроводе на примере эксплуатации промыслового трубопровода «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

Исходя из поставленной цели, можно сформулировать следующие задачи:

1. Дать характеристику промышленного нефтегазосборного трубопровода;
2. Выявить возможные аварии и причины разливов нефти и нефтепродуктов;
3. Проанализировать технологию локализации и ликвидации аварийных разливов нефти;
4. Смоделировать и провести расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном нефтегазосборном трубопроводе;
5. Разработать мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на промышленном нефтегазосборном трубопроводе.

Объектом выпускной квалификационной работы является промышленный нефтегазосборный трубопровод «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

Предметом исследования выступает ликвидация аварийных разливов нефти на промышленном нефтегазосборном трубопроводе «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

## **1 Общая характеристика промыслового нефтегазосборного трубопровода**

### **1.1 Характеристика промыслового нефтегазосборного трубопровода**

Исследуемый нефтегазосборный трубопровод расположен на территории Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, Парабельского района, Томской области.

Диаметр данного трубопровода составляет 273 мм, толщина стенок трубы – 8 мм. Трубопровод достигает 1331 м в длину, а производительность 216,88 тыс. м<sup>3</sup> в год.

Исследуемый трубопровод входит в состав системы сбора нефти Герасимовского месторождения. Сбор нефти со скважин осуществляется нефтесборными коллекторами.

Промысловый нефтегазосборный трубопровод введен в эксплуатацию в 2012 г. и предназначен для транспортировки продукции от скважины до узла приёма нефти и газа.

Рельеф прохождения трассы трубопровода относительно ровный, склоны с крутизной составляют менее 15 градусов.

Нефтегазосборный трубопровод имеет следующие узлы:

1. узел пуска очистных устройств;
2. узел контроля скорости коррозии;
3. узел приема очистных устройств.

Для обслуживания узлов предусмотрены подъезды с разворотными площадками размером не менее 12х12 м. Подъезды к узлам, а также строительство и обслуживание проектируемого трубопровода осуществляются с существующих автомобильных дорог. Категория проектируемых подъездных дорог принимается IV-в по СНиП 2.05.07-91\* «Промышленный транспорт» в зависимости от их назначения (служебные и патрульные, не являющимися грузообразующими точками предприятия, с интенсивностью до 25 автомобилей в сутки).

Ширина проезжей части дороги 3,5 м, обочины 1,0 м, поперечный уклон проезжей части 50 ‰ (для дорожной одежды типа 1), уклон проезжей части 20 ‰ и обочин 40 ‰ (для дорожной одежды типа 2). При односкатном поперечном профиле, уклон проезжей части 10 ‰ (для дорожной одежды типа 1) и 20 ‰ (для дорожной одежды типа 2). Поперечный уклон земляного полотна равен поперечному уклону проезжей части, откосы насыпи площадок выполнены с заложением 1:1,5 в насыпях на суходольных участках из супеси, в соответствии ст. 15 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 № 384-ФЗ, согласно табл. 23 СНиП 2.05.02-85 «Автомобильные дороги».

По трассе трубопровода через каждые 300 м, в местах поворота в горизонтальной плоскости устанавливаются опознавательные знаки в виде столбика со щитом-указателем высотой от 1,5 до 2 м от поверхности земли. На щите-указателе должна быть приведена следующая информация:

1. наименование трубопровода;
2. местоположение оси трубопровода от основания знака;
3. привязка знака по трассе (пикет и километр);
4. направление и ширина охранной зоны;
5. телефон и название организации, эксплуатирующей трубопровод.

Согласно п. 7.4.1 РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлены охранные зоны вдоль трассы трубопровода в виде участков земли, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В соответствии с п.7.4.2 РД 39-132-94 в охранных зонах трубопроводов должны быть установлены знаки безопасности, которые предназначены для привлечения внимания и предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий. Места расположения знаков, их номера и размеры устанавливает руководство

предприятия по согласованию с соответствующими органами государственного надзора.

## **1.2 Природно-климатические условия района**

В административном отношении район расположен в Парабельском районе Томской области, на территории Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Район относится к малообжитым. Дорожная сеть развита в пределах месторождения. Остальное передвижение возможно по автозимникам. Ближайший населенный пункт к юго-востоку по автозимнику – с. Пудино (80 км), до г. Кедровый – 90 км. В г. Кедровый имеется аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, узел связи и пристань на реке Чузик.

В пределах месторождения дорожная сеть развита удовлетворительно. Подъезд к участкам работ осуществляется по грунтовым дорогам.

Согласно физико-географическому районированию территория проведения работ расположена на Западно – Сибирской равнине.

Рельеф района полого–волнистый с частыми западинами, расчленён многочисленными ручьями и руслами рек, являющимися притоками реки Обь. Рельеф представляет собой плоскую, местами полого – увалистую, большей частью заболоченную поверхность. В рельефе преобладают линейно – грядовые и плоско – ложбинные формы. Углы наклона поверхности не превышают 2°.

Развитие рельефа в пределах климата умеренного пояса протекает в зависимости от колебаний температур, количества осадков, особенностей почвы и растительного покрова.

Климат района континентальный, с повышенным увлажнением верхних слоев грунта весной и осенью, характеризуется резкими колебаниями температур в течение года, месяца и даже суток. Благодаря положению внутри континента, особенностям циркуляции и характеру рельефа рассматриваемая территория характеризуется суровой

продолжительной зимой с сильными ветрами и метелями, устойчивым снежным покровом и коротким, жарким летом. Переходные сезоны короткие, с резкими колебаниями температуры.

В геоморфологическом отношении на данной территории выделяют три категории природно-территориальных комплексов:

1. плоские водоразделы;
2. дренируемые склоны;
3. речные долины.

Плоские водораздельные поверхности заняты верховыми выпуклыми болотами грядово-озерково-мочажинного типа с элементами внутриболотной гидрографической сети – озерами, речками и топиями. В пределах нижних участков склонов водораздельных поверхностей расположены болота переходного типа. К днищам речных долин и ложбинам стока приурочены болота низинного типа.

Гидрографическая сеть района принадлежит бассейну реки Васюган. Наиболее крупными реками являются река Чижайка (правый приток реки Васюган) и её левые притоки – реки Екыльчак, Ачуга, Колга.

Реки типично равнинные, с очень сильно меандрирующими руслами и малыми скоростями течения. Извилистые русла зачастую имеют крутые обрывистые берега и изобилуют завалами (заломами). В то же время нередки песчаные перекаты. В поймах множество старичных озер и широко развиты болотные процессы. Густота речной сети составляет 0,3 - 0,6 км/км<sup>2</sup>. Водотоки имеют уклоны до 10 см на 1 км, скорость течения до 0,6 м/с и глубину от 0,3 до 2 м.

В геолого-литологическом разрезе принимают участие:

1. современные техногенные отложения, представленные насыпным песком;
2. современные озерно-болотные отложения, представленные торфом сильно разложившимся;

3. нерасчлененные озерно-аллювиальные отложения верхнеплейстоценового – нижнечетвертичного возраста (смирновская свита), представленные глинами и суглинками различной консистенции.

Участки работ частично заболочены. Болота по типу питания относятся к верховым, по проходимости болото относится к I типу. Местность представлена смешанным лесом (береза, сосна, осина, пихта, ель, кедр) высотой до 25 м.

На болотных массивах произведено испытание торфа методом вращательного среза сдвигомером крыльчаткой СК-10 с интервалом 0,5 м.

Выделение инженерно-геологических элементов произведено на основании данных лабораторных определений и получении классификационных характеристик грунтов. На основании ГОСТ 25100-95 по классификации и выделению грунтов в отдельные ИГЭ грунты относятся к подгруппе осадочных, класс дисперсные (глинистые, песчаные, торф). В сфере взаимодействия проектируемых сооружений с геологической средой в пределах изучаемых участков выделено два слоя: почвенно-растительный слой и мохово-растительный покров, и восемь инженерно-геологических элементов:

1. ИГЭ-5402н – насыпной грунт – песок желтовато-серый, мелкий, средней плотности, неоднородный, средней степени водонасыщения;

2. ИГЭ-120 – Торф темно-коричневый, сильноразложившийся, средней влажности, нормальнозольный, I-го типа Б (типа А);

3. ИГЭ-220 – Глина темно-серая, легкая пылеватая, полутвердая;

4. ИГЭ-230 – Глина светло-серая, легкая пылеватая, тугопластичная;

5. ИГЭ-320 – Суглинок темно-серый, тяжелый пылеватый, полутвердый;

6. ИГЭ-330 – Суглинок темно-серый, тяжелый пылеватый, тугопластичный;

7. ИГЭ-340 – Суглинок серый, тяжелый пылеватый, мягкопластичный;

8. ИГЭ-350 – Суглинок серый, легкий пылеватый, текучепластичный

Режимные гидрологические наблюдения в районе изысканий проводятся силами Росгидромета.

Характеристика климата приводится по данным многолетних наблюдений Росгидромета за метеорологическими явлениями погоды в с. Пудино, расположенном рядом с районом изысканий.

Температура воздуха и почвы. Средняя месячная и годовая температура воздуха приведена в таблице 1. Средняя многолетняя годовая температура воздуха минус 1,2<sup>0</sup>С. Средняя температура января равна минус 20,4<sup>0</sup>С, июля – плюс 17,4<sup>0</sup>С. Согласно СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология», абсолютная минимальная температура воздуха по данным метеостанции г. Средний Васюган составляет минус 51<sup>0</sup>С, абсолютная максимальная температура воздуха равна 37<sup>0</sup>С. Барометрическое давление составляет 1000 гПа.

Таблица 1

Средняя месячная и годовая температура воздуха

Дата	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII	Го д
Температура, °С	- 20,4	- 18,4	- 10,3	0, 4	8,3	14, 9	17, 4	13, 9	8,5	0,4	-10,6	-18,5	- 1,2

Средняя дата наступления последнего заморозка весной приходится на 4 июня, первого осенью – на 2 сентября. Средняя продолжительность безморозного периода 89 дней, наибольшая 123 и наименьшая 39 дней.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки и холодных суток, 0,92 % и 0,98 % обеспеченностью по метеостанции с. Пудино отсутствуют, поэтому данные приведены по ближайшей метеостанции с. Средний Васюган, в таблице 2.

Таблица 2

Расчетные температуры воздуха



Наиболее холодной пятидневки, °С		Наиболее холодных суток, °С	
обеспеченностью	обеспеченностью	обеспеченностью	обеспеченностью
0,92 %	0,98 %	0,92 %	0,98 %
-41	-44	-46	-47

Средняя многолетняя температура на поверхности почвы составляет минус 2<sup>0</sup>С, абсолютный максимум 57<sup>0</sup>С наблюдался в июле 1954 г., абсолютный минимум минус 55<sup>0</sup>С наблюдался в феврале 1951 г.

Таблица 3

Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы

Дата	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура, °С	-22	-21	-12	-1	10	18	22	16	9	0	-11	-18	-2

Из-за недостаточности данных по метеостанции с. Пудино о динамике температуры почвы можно судить по ближайшим метеостанциям: г. Томск и с. Парабель. На глубине 0,8 м температура почвы в январе - марте отрицательная и составляет минус 0,2<sup>0</sup>С (минус 1,0<sup>0</sup>С), с глубины 1,6 м положительная.

Влажность воздуха. Осадки.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха и количество осадков приведены в таблице 4.

Таблица 4

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха и количество осадков

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Влажность, %	80	76	71	66	61	67	74	80	79	79	82	81	75
Осадки, мм	20	14	17	25	48	73	80	76	47	41	33	26	500

Средняя годовая сумма осадков составляет 500 мм. В теплый период, с апреля по октябрь, выпадает 390 мм, в холодный (ноябрь – март) – 110 мм. Среднее число дней с осадками равно 172.

Снежный покров.

Средняя дата образования устойчивого снежного покрова приходится на 30 октября, ранняя – на 10 октября, поздняя – на 25 ноября. Весной разрушение снежного покрова начинается со второй половины апреля, средняя дата схода приходится на 28 апреля, ранняя – на 6 апреля и поздняя – на 26 мая. Среднее число дней со снежным покровом 179.

На открытых участках средняя высота снежного покрова равна 51 см, по данным метеостанции с. Пудино максимальная наблюдаемая высота снежного покрова – 81 см, минимальная – 17 см.

Ветер.

Повторяемость направлений ветра и штилей за январь, июль и год показана на рисунке 1.

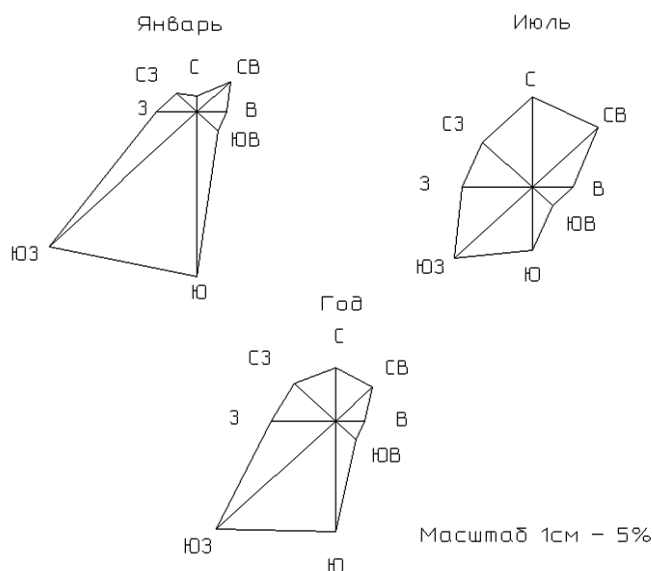


Рисунок 1 – Роза ветров района изысканий по метеостанции с. Пудино

Повторяемость преобладающего направления ветра и его значение за каждый месяц года показаны в таблицах 5, 6.

В зимний период и в целом за год резко выражено преобладание ветра южного и юго-западного направления. В летний период преобладает ветер северных направлений.

Таблица 5

Повторяемость направления ветра и тилей за год

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость,	9	9	4	8	21	27	9	10	28

Таблица 6

Средняя месячная и годовая скорость ветра

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорость, м/с	2,6	2,7	3,3	3,3	3,3	2,7	1,9	2,0	2,4	3,2	3,2	2,8	2,8

Средняя годовая скорость ветра равна 2,8 м/с. Наибольшие скорости ветра наблюдаются в марте - апреле и октябре – 3,3 - 3,5 м/с. Наибольшую повторяемость в течение года имеют слабые ветры, скоростью 0 - 1 и 2 – 3 м/с – 39,1% и 27,7%. Ветры силой 4 - 5 и 6 – 7 м/с имеют повторяемость соответственно 18,5% и 9,1%. Сильные ветры, силой 14 - 17 и 18 – 20 м/с имеют повторяемость 0,5% и 0,01 %. Среднее число дней с сильным ветром равно 11, наибольшее – 27. Ветровая нагрузка равна 23 кгс/м<sup>2</sup>.

Гололедно - изморозевые явления.

Наибольшее распространение на территории Западной Сибири получили изморозевые явления (таблица 7). Изморозь образуется с октября по май, с максимумом в декабре-январе. Образование происходит во второй половине ночи, разрушение в дневные часы.

Благоприятными условиями для образования изморози являются температура воздуха ниже минус 15<sup>0</sup>С, ветер с преобладающим юго-западным и южным направлением и скоростью до 10 м/с. В Томской области толщина отложений не превышает 18 – 19 мм. Наиболее часто изморозь

наблюдается одновременно с туманом или снегом. Повторяемость их совместного возникновения составляет 80 – 90 %.

Непрерывно туманы сохраняются от нескольких минут до нескольких суток. В холодное полугодие туманы наиболее продолжительны, диапазон температур (максимум повторяемости образования и существования) от минус 36<sup>0</sup>С до минус 44<sup>0</sup>С.

Образование гололеда связано с потеплением погоды в холодное время года и выпадением жидких и смешанных осадков. Гололед наблюдается с сентября по май, с максимумом в ноябре и декабре. Максимальные ежегодные значения от 1 до 3 дней. Образование и разрушение гололеда в течение суток зависит от суточного хода температуры воздуха. Температура воздуха при гололеде от 0 до минус 7,9<sup>0</sup>С. Максимальные отложения льда наиболее часто наблюдаются при температуре от 0 до минус 4<sup>0</sup>С. Средняя продолжительность обледенения составляет от 4 до 18 часов.

К особо опасным явлениям относится гололед с толщиной отложений более 20 мм, продолжительностью нарастания до 20 часов и общим периодом обледенения до 50 часов. Толщина стенки гололеда по данным наблюдений метеостанции – 9 мм.

Таблица 7

Среднее число дней с явлениями

Число дней с явлениями	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год	Ср. прод. в день с явлением (ч.)
Туманы														
Среднее	2,0	0,9	0,9	0,9	1,0	2,0	3,0	5,0	3,0	1,0	0,7	2,0	22,4	3,4
Наибольшее	13	4	4	6	4	6	9	13	8	6	5	14	92	
Метели														
Среднее	3	3	5	2	0,3					1	4	5	23,3	5,9
Наибольшее	14	13	19	8	2					5	16	18	95	
Грозы														
Среднее				0,1	3	7	10	6	1				27,1	2,1

Наибольшее				1	11	16	19	11	6				64	
Град														
Среднее				0,04	0,3	0,4	0,3	0,3	0,04				1,4	10-20 мин
Наибольшее				1	2	2	2	2	1				10	
Гололед														
Среднее	0,6	0,6	0,3	0,4	0,02					0,5	1	0,8	4,2	
Наибольшее	5	2	2	3	1					2	5	4	24	
Изморозь														
Среднее	5	4	3	0,4						0,4	2	5	19,8	
Наибольшее	14	10	9	2						2	5	11	53	

### Гидрография.

Промысловый нефтегазосборный трубопровод расположен на водораздельном пространстве рек Колга и Квензер – левобережных притоков реки Чижалка в её среднем течении. Рассматриваемые водотоки – типично равнинные, несудоходные. Долина рек слабо выражена, заболочена. Склоны долины пологие, поросшие лесом. Крутизна склонов незначительная. Склоны долины сложены преимущественно глиной и суглинками.

Равнинный характер рельефа, избыточное увлажнение и слабая дренированность территории определяют вид гидрографической сети этой территории, характеризующейся высокой заболоченностью, залесенностью и слабо выраженными водоразделами. В соответствии с классификацией П.С. Кузина, рассматриваемая территория соответствует Иртышско-Енисейскому гидрологическому району, охватывающему реки лесной зоны с весенне-летним половодьем с максимумами последнего в начале июня, летними и осенними паводками, зимней меженью с низким водным стоком и ледоставом средней продолжительности.

Питание рек смешанное с преобладанием снегового, для рек и ручьев с водосборной площадью менее 200 км<sup>2</sup> преобладает дождевое питание. Наблюдается три выраженных гидрологических сезона – весенне-летнее половодье, летне-осенний период и зимняя межень. Начало весенне-летнего половодья приходится на конец апреля – начало мая, окончание – в июле-августе, иногда даже в сентябре.

Уровенный режим крупных рек рассматриваемой территории характеризуется достаточно сильным подъемом уровней воды в период весенне-летнего половодья. Амплитуда годовых изменений уровней воды достигает 5 – 7 м (для р. Васюган – п. Майск) и более (таблица 8). На малых реках и ручьях амплитуда годового изменения уровня воды может составлять до 3 м. Ледовые явления проявляются во второй половине октября. Толщина ледового покрова составляет 0,4 - 0,7 м, небольшие реки и ручьи промерзают до дна.

Таблица 8

Характеристика уровня режима р. Васюган

Характеристика	Васюган – п. Майск
Отметка нуля поста, м БС	82,41
Средний уровень воды, м БС	84,64
Высший уровень воды, м БС	92,74
Дата наблюдений высшего уровня воды	08.05.1990
Низший уровень периода летне-осенней межени, м БС	83,37
Дата наблюдения низшего уровня периода летне-осенней межени	02-06.08.1989
Низший уровень периода зимней межени, м БС	83,46
Дата наблюдения низшего уровня периода зимней межени	31.10 – 02.11.1995

## **2 Причины и последствия аварийных разливов на промысловых трубопроводах**

### **2.1 Источники и причины разлива нефти**

Для добычи углеводородов создается комплекс сооружений (скважины, сборные пункты, нефтехранилища, пункты первичной подготовки нефти, площадки для сжигания газа и конденсата, и др.), которые связаны трубопроводами. Каждое сооружение косвенно или непосредственно влияет на окружающую среду и является потенциальным источником разлива нефти.

Главными источниками нефтяных потоков являются бурящиеся и эксплуатируемые скважины, а компонентами этих потоков являются буровые растворы (промысловые жидкости) и химические реагенты. На стадии бурения также формируются буровые сточные воды, которые при попадании в водную среду изменяют ряд ее гидрохимических показателей (возрастают рН и окисляемость, уменьшается концентрация растворенного кислорода).

Во время эксплуатации скважины служат центрами временных нефтегенных потоков. Основным веществом, составляющим нефтегенные потоки, является пластовая жидкость (нефть, содержащая растворенный газ, некоторое количество пластовой воды, соли органических кислот, токсичные элементы). Аналогичны по составу нефтегенные потоки при авариях промысловых нефтепроводов. Основными причинами таких аварий являются: разгерметизация, коррозия, увеличение давления, пульсация, динамические нагрузки, механические повреждения трубопроводов, неправильно организованная работа, др.

Потери нефтепродуктов, в зависимости от вида возникновения, разделяются на естественные, эксплуатационные и аварийные, а по характеру – на количественные, качественные и количественно-качественные. Особо опасными для окружающей среды являются аварийные, количественные и количественно-качественные потери.

Аварийные возникают в результате разрушения или повреждения резервуаров, трубопроводов и других технических средств. Снижение

аварийных потерь достигается оперативными мерами по локализации и устранению аварии.

Количественные потери происходят от утечек и разливов нефтепродуктов по причине неудовлетворительного состояния технологического оборудования. Особенность таких утечек в том, что они носят неравномерный по площади и во времени характер.

Качественные потери происходят при смешении различных нефтепродуктов в результате небрежного или неправильного выполнения операций по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, при обводнении и загрязнении механическими примесями.

Количественно-качественные потери представляют собой потери от испарения. Величина потерь зависит от резервуаров, климатических условий, температурного режима хранения, степени заполнения резервуара и др. Потери нефтепродуктов носят как экономический (потери прибыли от продажи испарившегося топлива), так и экологический характер.

В предаварийном состоянии находятся промышленные трубопроводные системы большинства нефтедобывающих предприятий России. Всего на территории Российской Федерации находится в эксплуатации 350 тыс. км промышленных трубопроводов, на которых ежегодно отмечается свыше 50 тыс. инцидентов, приводящих к опасным последствиям. Основными причинами высокой аварийности при эксплуатации трубопроводов является сокращение ремонтных мощностей, низкие темпы работ по замене отработавших срок трубопроводов на трубопроводы с антикоррозионными покрытиями, а также прогрессирующее старение действующих сетей.

Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется свыше 100 тыс. км промышленных трубопроводов, из которых 30% имеют 30-летний срок службы, однако в год заменяется не более 2% трубопроводов. В результате ежегодно происходит до 35-40 тыс. инцидентов, сопровождающихся выбросами нефти, в том числе в водоемы, причем их



число ежегодноувеличивается, а значительная часть инцидентов преднамеренно скрывается от учета и расследования.

Ежегодно происходят утечки нефти, что приводит к вымиранию многих территорий. До 16,5% нефти и продуктов ее переработки теряется при добыче, переработке и транспортировке. Из них 65% потерь поступает в атмосферный воздух, 20% в водные объекты, 15% в почву. Особую опасность представляют нефтепроводы в местах перехода через искусственные и естественные препятствия (дороги, реки и т.д.).

Причины аварий российских промысловых нефтепроводов могут быть вызваны рядом факторов, основными из них являются:

1. Внешние воздействия;
2. Брак монтажно-строительных работ;
3. Стресс-коррозия;
4. Ненадежность работы машин и оборудования из-за высокой степени их износа;
5. Сталеплавильный брак металла и дефекты труб при их изготовлении;
5. Ошибочные действия персонала: грубейшие нарушения требований безопасности руководителями работ, специалистами и остальным персоналом;
6. Ухудшение технической безопасности и противоаварийной устойчивости.

Одним из наиболее серьезных источников загрязнения окружающей природной среды являются танкеры и нефтеналивные суда. Морская транспортировка нефти важна в связи с удалением мест добычи нефти от мест ее потребления. В Мировой океан ежегодно поступает огромное количество нефтепродуктов из-за морской транспортировки нефти. Поразным источником в Мировой океан ежегодно попадает от 5 до 100 млн.т нефти, но аварийные разливы дают всего 12-15%. Основными причинами разливов

нефти и аварийно время транспортировки нефти водным транспортом служат:

1. Столкновения танкеров и их посадка на мель;
2. Сбросы в водную среду промывочных и балластных вод с судов;
3. Катастрофы, взрывы и пожары;
4. Крушение судов из-за их технического состояния и метеорологических условий.

На территории Западной Сибири 6% аварий происходит на водных переходах, что объясняется действием на металл растворенных в воде кислот и солей; 27% от общего числа всех аварий приходится на территории преимущественно заболоченной местности, 60% на болотах, так как именно болотные почвы обладают повышенной коррозионной активностью, обусловленной реакцией их почвенного раствора (кислая рН).

В особой зоне риска находятся трубопроводы, расположенные в местах перехода через естественные и искусственные преграды. К таковым относятся реки, озера, автомобильные и железные дороги, водоёмы.

## **2.2 Влияние аварийных разливов нефти на атмосферный воздух**

К загрязнению атмосферного воздуха приводят аварийные выбросы углеводородов (в основном метана) в результате порывов трубопроводов и сжигания попутного нефтяного газа. На большинстве компрессорных станций отмечается превышение предельно допустимых концентраций (далее – ПДК) по углеводородам и окислам азота.

При попадании в атмосферный воздух выбросов газообразных, аэрозольных и взвешенных веществ от технологического оборудования; продуктов сгорания топлива в котельных; выхлопных газов автомобильного транспорта; пыли с поверхности сухих песчаных карьеров при освоении нефтегазовых месторождений будет изменяться состав атмосферного воздуха (рисунок 2).



Рисунок 2 – Воздействие на атмосферный воздух

На территории Томской области антропогенная нагрузка на атмосферный воздух распределена неравномерно, наибольшее загрязнение отмечается в местах размещения предприятий нефтегазодобывающей отрасли: в Каргасокском 36% (108,616 тыс. т.), Парабельском 33,7% (101,697 тыс. т.), и в Александровском 8,47% (25,525 тыс. т.) районах (рисунок 3).



Рисунок 3 – Распределение антропогенных нагрузок на территории  
Томской области

В 2017 году валовый выброс вредных (загрязняющих) веществ, выброшенных в атмосферный воздух в Томской области, составил 301,36 тыс. т. Объем выбросов в 2017 г. увеличился на 8,279 тыс. т (2,82%) по сравнению с 2016 г. Повышение валового выброса обусловлено увеличением объемов производства в нефтегазовой, деревообрабатывающей промышленности и сельском хозяйстве.

Наибольший удельный вес приходится на выброшенные в атмосферу газообразные и жидкие вещества – 92,53% (278,851 тыс. т). По данным государственного доклада Томской области «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2017 году» среди газообразных и жидких веществ основную массу составляют оксид углерода 49,44% (137,851 тыс. т), углеводороды (без летучих органических соединений) – 21,9% (61,079 тыс. т), летучие органические соединения – 18,77% (52,341 тыс. т), окислы азота – 7,31% (20,374 тыс. т) и диоксид серы – 2,42% (6,763 тыс. т).

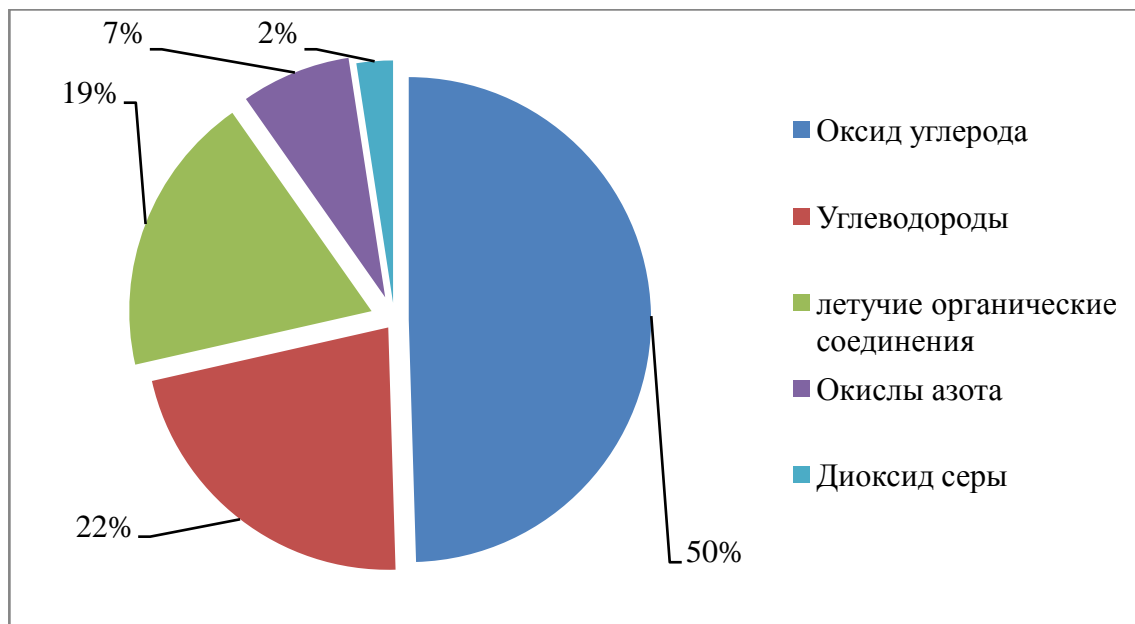


Рисунок 4 – Компоненты нефти, составляющие основную массу  
веществ, выброшенных в атмосферу

В разрезе отраслей производства основной вклад в загрязнение атмосферы приходится на выбросы предприятий добывающей, обрабатывающей и теплоэнергетической отраслей. Наибольший вклад в валовый выброс добывающей промышленности приходится на предприятия нефтегазодобывающего комплекса, т.к. в процессе добычи и перегонки нефти появляется сопутствующий продукт – попутный нефтяной газ (ПНГ), при сжигании которого в атмосферу выбрасывается большое количество вредных веществ.

На рисунке 5 графически представлены доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производства.

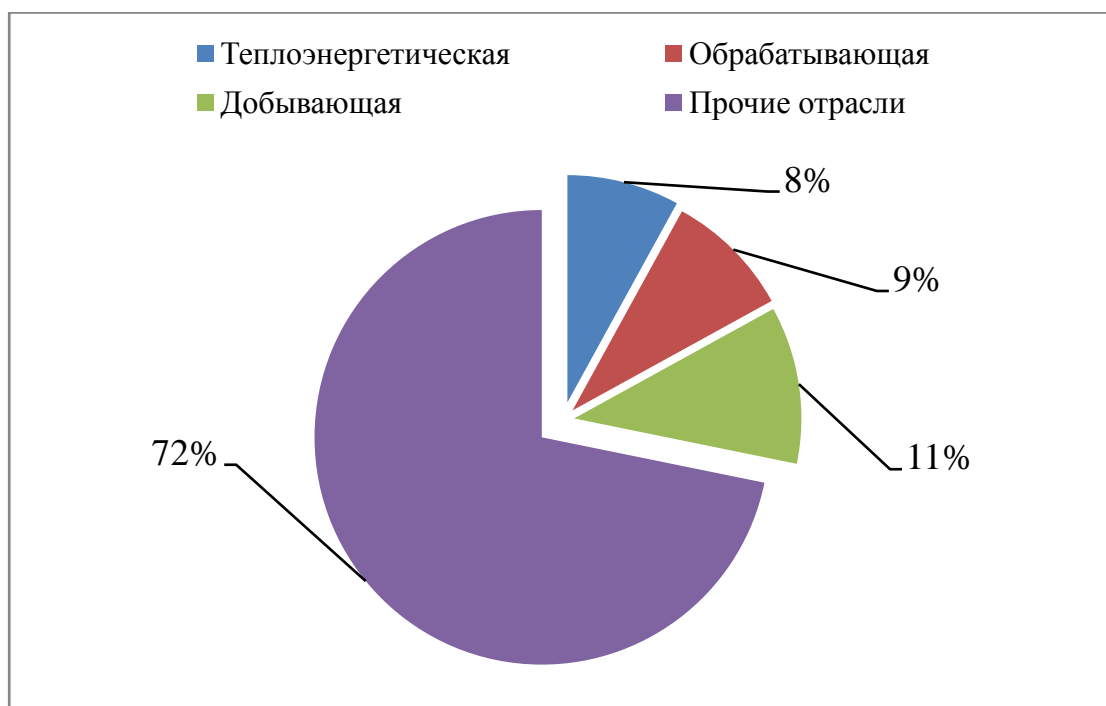


Рисунок 5 – Доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производства

Такие опасные в экологическом отношении явления, как «кислотные дожди» будут логичным следствием рассеивания этих компонентов при условии дождя или тумана, т.е. при условиях избытка влаги. В первую очередь под действием поллютантов будут угнетаться фитоценозы (в частности, лишайники), гидробионты, рыбы промышленной ценности и другие компоненты окружающей среды.

Нефть – комплексный загрязнитель, поскольку оказывает влияние на всекомпоненты окружающей среды и нарушает все биохимические процессы, атмосферы, литосферы и гидросферы. Загрязняющие вещества оседают на поверхности растений, почвы и зданий, а затем ветром и осадками переносятся и вымываются на дальние расстояния. Концентрация нефти на объектах нефтегазового комплекса, где произошла авария может достигать более 200 мг/л.

### **2.3 Влияние аварийных разливов нефти на почвы и растительность**

Нефтяные разливы оказывают ингибирующее действие на прорастание семян, угнетают вегетативный рост, вызывают нарушения и изменения развития растений, снижают продуктивность основных древесных пород. Но помимо прямого контакта нефти с растениями, точечные, линейные и фоновые нарушения растительного покрова вызываются продуктами горения и испарения нефти, работы двигателей, а также повышением температуры возле факелов.

Характер воздействия на растительный покров, в зависимости от степени нарушения и частоты воздействия, может быть локального уровня, а может привести к полному уничтожению растительности. Виды воздействия на растительный покров: удаление верхнего, армированного корнями слоя почвы; срезание гумусового горизонта; насыпка грунта; перетаскивание бурового оборудования, трубопроводов и пр. Все эти виды воздействия на растения приводят к деградации почв, вымиранию многих видов растений, а также более чем на 80% площадей, передаваемых нефтегазовому комплексу во временное и постоянное пользование, происходит трансформация лесных земель в нелесные.

Так, по данным исследований, на каждый 1 га земель, отводимых под освоение нефтегазовых месторождений, приходится 0,38 га «нарушенных земель». Из них: 42,3% загрязняются нефтепродуктами, буровыми отходами

и растворами; для 33,5% территории характерно сильное механическое повреждение древостоя, растительного покрова и почв; до 19,7% - затопление и подтопление лесов грунтовыми водами; до 4,5% - повреждение древостоя вокруг факелов.

Так, по данным государственного доклада в 2017 году общая площадь загрязненных земель в Томской области составила 0,7 га. В большинстве случаев некатегорийные отказы связаны с коррозией труб.

В 2017 году на объектах нефтегазодобывающего комплекса зарегистрирован 61 некатегорийный отказ, которые произошли на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК. Общий показатель аварийности, по сравнению с 2016 годом, ниже на 43%. В результате аварийных ситуаций во всех случаях отказы произошли на почве. На месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК в сравнении с 2016 годом, уменьшилось количество отказов на месторождениях (рисунок 6).

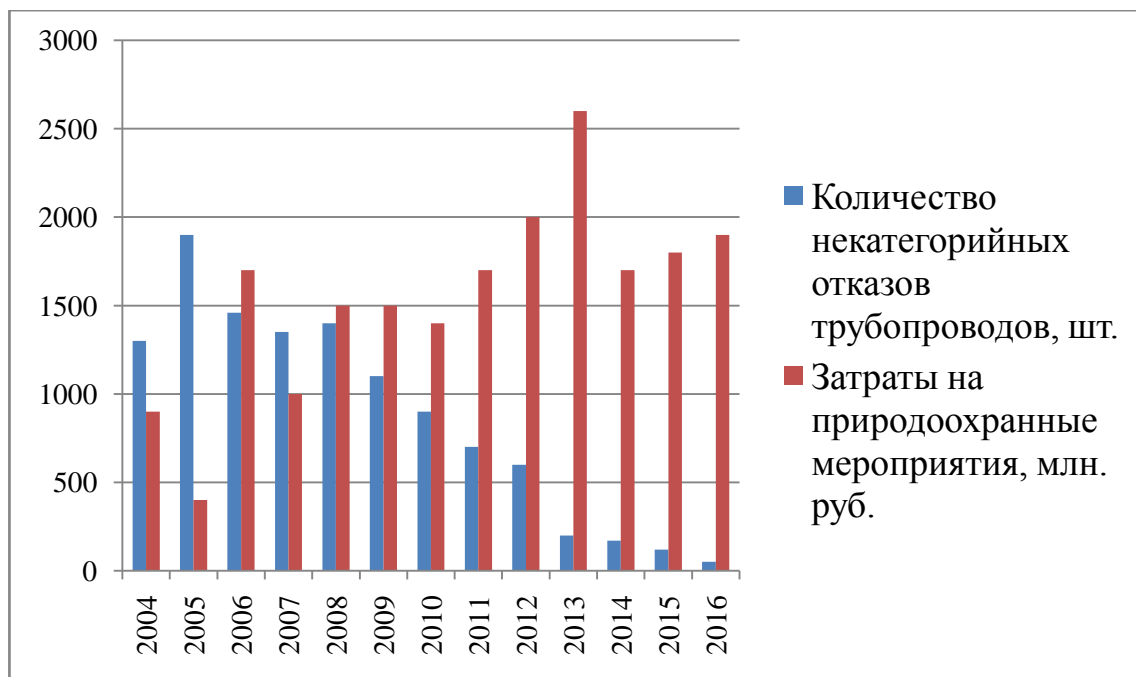


Рисунок 6 – Количество отказов трубопроводов и затраты на проведение природоохранных мероприятий ОАО «Томскнефть» ВНК

Наибольшему по площади загрязнению подверглись земли месторождений Оленье и Советское (по 0,1 га). По данным ОАО «Томскнефть» ВНК во время отказов из трубопроводов вытекло 2,181 т

нефти и  $0,2\text{м}^3$  высокоминерализованной жидкости. Общая площадь загрязненных земель составила 0,7 га. Площадь загрязнения, по сравнению с 2016 годом, уменьшилась на 1,5 га.

Согласно представленной ОАО «Томскнефть» ВНК информации, затраты на природоохранные мероприятия в 2017 году составили 1 88044,17 тыс. руб. По сравнению с 2016 годом они увеличились на 39 676,5 тыс. руб. План на 2018 год – 2 452 657,94 тыс. руб.

Почва имеет специфические особенности, которые делают её весьмаважным объектом в системе мониторинга и контроля на предмет загрязнениянефтью. Почва, по сравнению с атмосферой и гидросферой, относительно статичный компонент природной среды, вследствие этого, миграция нефти и нефтепродуктов в загрязненных землях довольно продолжительный процесс.

Площадь загрязненной территории в воде и на грунте, а также самоколичество разлитых нефтепродуктов зависят от:

1. места, на котором произошел аварийный разлив нефти;
2. состояния дорожных полос и дорог в целом;
3. рельефа территории и место размещения запорной арматуры;
4. инфраструктуры, так как именно скорость работы персонала на месте аварии, определяет, насколько серьезны будут последствия аварии;
5. диаметра трубопровода;
6. от локализации, ограждения участка и быстроты обнаружения аварийного разлива нефти.

Степень распространение нефтяного пятна зависит от рельефа местности, на которой произошел аварийный разлив нефти. При этом, чем ровнее участок загрязненной территории, тем шире будут границы нефтяного пятна, кроме того, близость к грунтовым водам может способствовать быстрому распространению загрязнения не только в почвах, но и по подземным водам и другие элементы ландшафта.



## **2.4 Влияние аварийных разливов нефти на водные объекты**

Воздействие на поверхностные водоемы, водотоки и подземные водоносные горизонты оказывают площадные и линейные объекты основного и вспомогательного технологических процессов, а также объекты сопутствующей инфраструктуры.

В зависимости от стадии обустройства месторождения, источники загрязнения будут изменяться. Например, на этапе строительства основными источниками загрязнения являются трассы дорог, трубопроводов, и других коммуникаций. А на этапе эксплуатации месторождения к ним добавляются дожимная насосная станция, центральный пункт сбора нефти, канализационные насосные станции и другие объекты. Факторы воздействия на водные объекты делятся на механические и технологические (химические).

В осенне-зимний период могут образовываться наледи, которые забивают льдом водопропускные трубы, что приводит к скоплению талой воды поверх наледи в весенний период. Поток воды размывает дорогу и переносит материалы насыпи вниз по течению, увеличивая мутность воды.

При попадании 1 капли нефти на поверхность воды, образуется мутная пленка диаметром 30 см. Она нарушает естественный обмен энергии и теплом между атмосферой и водоемами. Причинами загрязнения водных объектов нефтью могут быть:

1. плохая гидроизоляция дна стенок шламовых амбаров, склада ГСМ;
2. неорганизованный сбор и сброс сточных вод в водоемы;
3. нарушение технологических требований;
4. аварии в процессе бурения;
5. проникновение буровых растворов в водоносные пласты;
6. негерметичность обсадных колонн.

Количество зафиксированных случаев попадания нефти и нефтепродуктов в водоём колеблется в пределах 35-40 тыс., их число непреклонно растёт с каждым годом.

Нефть и нефтепродукты вносят наибольший вклад в общую оценку загрязнения. В таблице 9 представлены сведения о качестве поверхностных вод на территории Томской области в 2016–2017 годах.

Таблица 9

Сведения о качестве поверхностных вод на территории Томской области в 2016-2017 году

№	Наименование водного объекта	Пункт наблюдения	2016 год			2017 год		
п/п			УКИЗ В	класс	Ингредиент *	УКИЗ В	класс	Ингредиент *
				качества			качества	
1	р. Обь	г. Колпашево, в/г	3,34	3 «Б»	НФПР	3,29	3 «Б»	НФПР, железо общ.
2	р. Обь	г. Колпашево, н/г	2,73	3 «Б»	НФПР	3,78	3 «Б»	НФПР, ХПК,
3	р. Обь	с. Александровское	4,29	4 «А»	НФПР	4,42	4 «А»	НФПР, цинк, железо общ.
4	р. Чулым	с. Тегульдэт	3,07	3 «Б»	НФПР	3,59	3 «Б»	НФПР, ХПК, железо
5	р. Чулым	с. Зырянское	2,88	3 «Б»	НФПР	2,56	3 «А»	НФПР, железо общ.
6	р. Чулым	с. Батурино	3,5	3 «Б»	НФПР, ХПК, железо общ.	2,96	3 «Б»	ХПК, железо общ.
7	р. Четь	с. Конторка	4,34	4 «А»	НФПР	3,35	3 «Б»	ХПК, фенолы, железо общ.
8	р. Шегарка	с. Бабарыкино	4,18	4 «А»	НФПР	2,34	3 «А»	ХПК, железо общ.
9	р. Томь	г. Томск, в/г	3,66	3 «Б»	НФПР	3,69	3 «Б»	НФПР, железо общ.
10	р. Томь	г. Томск, н/г	3,67	3 «Б»	НФПР	4,06	4 «А»	НФПР, цинк, железо общ.
11	р. Томь	с. Козюлино	4,01	4 «А»	НФПР	3,24	3 «Б»	НФПР, железо общ.
12	р. Ушайка	г. Томск	4,71	4 «А»	НФПР	4,11	4 «А»	НФПР
13	р. Кеть	д. Волково	4,07	4 «А»	НФПР, железо общ.	3,77	3 «Б»	ХПК, железо общ.
14	р. Чая	с. Подгорное	4,39	4 «А»	НФПР, ХПК	3,43	3 «Б»	ХПК, железо общ.
15	р. Бакчар	с. Горелый	3,93	3 «Б»	НФПР, ХПК	3,87	3 «Б»	ХПК, железо общ.

16	р. Андарма	с. Панычево	5,09	4 «Б»	НФПР, ХПК	4,28	4 «Б»	НФПР, ХПК, железо
17	р. Чузик	с. Пудино	4,75	4 «А»	НФПР	3,34	3 «Б»	НФПР ХПК, железо общ., азот аммон.
18	р. Васюган	с. Средний Васюган	4,62	4 «А»	НФПР, железо общ.	4,02	4 «А»	НФПР, ХПК, железо общ.
19	р. Васюган	с. Новый Васюган	4,26	4 «А»	ХПК	3,71	4 «А»	ХПК, железо общ.
20	р. Тым	с. Напас	4,21	4 «А»	НФПР	3,63	4 «А»	НФПР ХПК, железо
21	р. Парабель	с. Новиково	4,64	4 «А»	НФПР	3,82	4 «А»	НФПР, ХПК, железо общ.
22	р. Икса	с. Плотникове	4,77	4 «Б»	НФПР, ХПК азот нитрит.	3,98	3 «Б»	ХПК, фенолы, железо общ.
23	р. Икса	с. Ермиловка	4,3	4 «А»	ХПК	3,36	3 «Б»	ХПК, железо общ., азот

Так по данным государственного доклада в 2017 году, качество поверхностных вод реки Обь с. Александровского оценивалось по 13 ингредиентам, из которых по 9 ингредиентам наблюдались превышения ПДК. В 2017 г. наблюдалась характерная загрязненность воды нефтепродуктами. Достоверно зафиксирован уровень загрязнения нефтепродуктами – средний.

Удельный комбинаторный индекс загрязненности воды (УКИЗВ) в 2017 г. (рисунок 7) составил 4,18, что соответствует 4 «А» классу качества – грязная вода (в 2016 г. УКИЗВ – 4,42, вода 4 «А» класса качества – грязная вода).

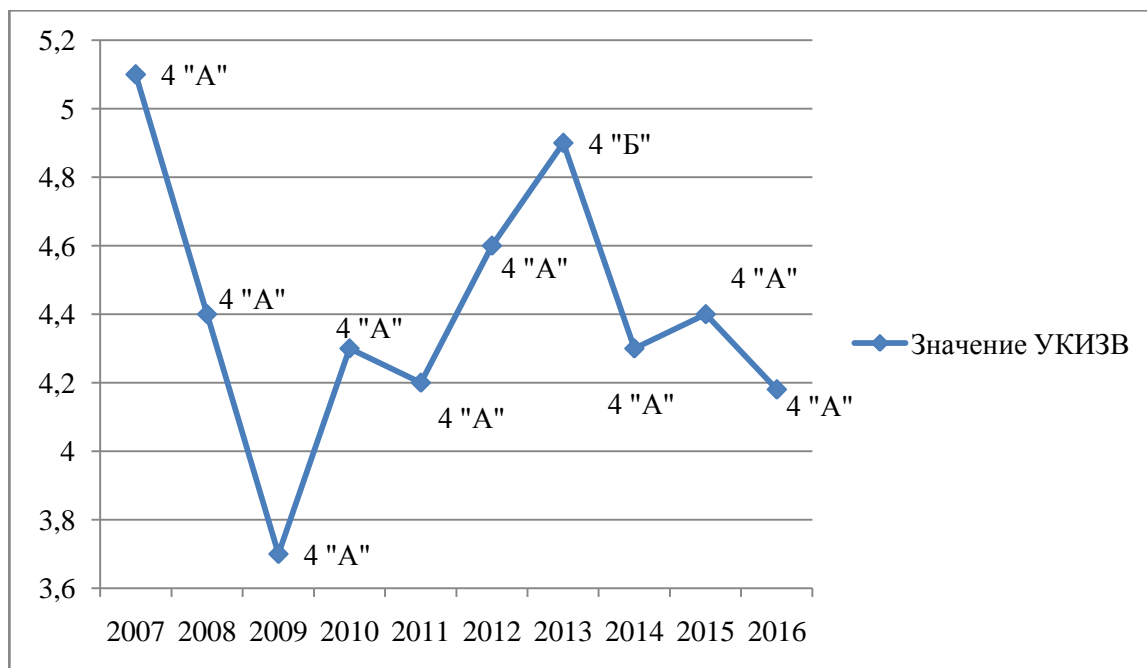


Рисунок 7 – Значение УКИЗВ, класс качества воды р.  
Обь,с.Александровское

Нарушение в устройстве трубопровода и отклонение от проекта изначального планирования, приводит к всплыванию труб, захламлению ручьев и т.д. Исключительно опасны аварийные явления в аккумулятивных частях рельефа – поймах рек и болотах.

Воздействие нефти на человека обусловлено деградацией водных экосистем через ихтиофауну, так как токсичные вещества нефти накапливаются в мягких тканях, внутренних органах, икре. Большие запасы поллютанта не видны вооруженным глазом, поэтому могут быть опасны при употреблении такой рыбы в пищу человеком.

### **3 Методы ликвидации аварийных разливов нефти**

#### **3.1 Методы локализации разлива нефтепродукта**

К методам локализации большого объема разлитой нефти относятся строительства дамб, каналов, отстойников, нефтеловушек, а также применением боновых заграждений.

Сдерживание разлива происходит при помощи следующих типов дамб: сифонная, ледяная, бетонная дамба донного стока, переливная плотинная дамба, сдерживающая дамбы. Недостатком способа является необходимость в наличии нескольких сифонных водовыпусков по высоте. Также недостатком является то, что при колебании уровня загрязненной воды, не исключается попадания жидкости в приемные оголовки сифонов. Это приводит к снижению эффективности работы дамбы.

Известна оградительная дамба, принятая за прототип (пат. РФ № 2112832, кл. E02B 15/00, 1998 г.), включающая размещенные в ее теле сифонные водовыпуски, снабженные со стороны водопритока вертикальными трубками. Перед дамбой на дне выполнена траншея для сбора воды, снабженная коробом с водонепроницаемыми стенками.

Недостатком прототипа является недостаточная защищенность русла водотока от экстремальных нефтяных загрязнений.

Задачей изобретения является повышение надежности и эффективности защиты гидрологической сети от экстремальных нефтяных загрязнений, возникших в результате нештатных ситуациях на трубопроводном транспорте. Создание в русле водотока ниже по течению от потенциального источника негативного воздействия постоянного гидрозатвора, назначение которого – перевод растворенной и эмульгированной форм нефтепродуктов в пленочную с целью дальнейшего их сбора механическими способами и локализация загрязнения на ограниченной территории.

Ограждения для предотвращения попадания нефти в грунтовые воды: биополимерные мембраны (рисунок 8), водопроницаемые реактивные барьеры (рисунок 10), «стена в грунте».

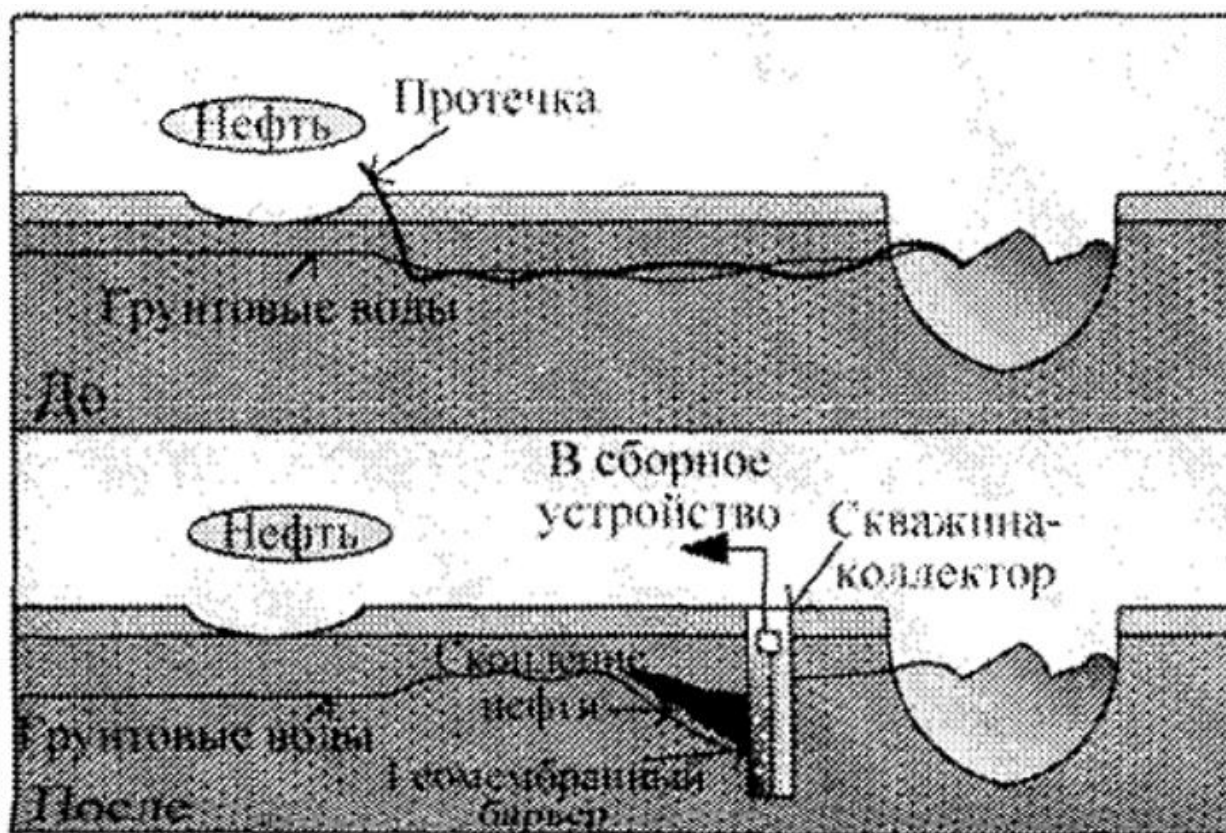


Рисунок 8 – Траншея с биополимером Geomembrane для защиты грунтовых вод

Конструкция барьера с биополимером Geomembrane включает в себя (рисунок 9):

- 1 – котлован (траншея);
- 2 – установленная панель с геомембраной;
- 3 – защитная панель;
- 4 – выносная стойка;
- 5 – обратная засыпка.

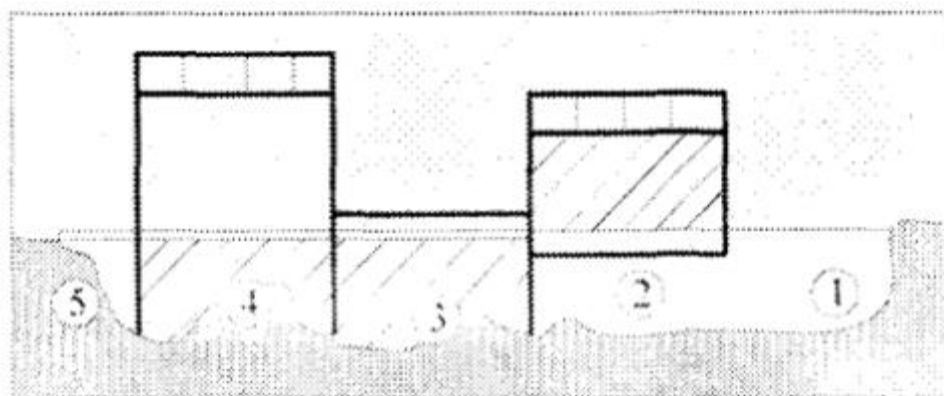


Рисунок 9 – Конструкция барьера с биополимером Geomembrane

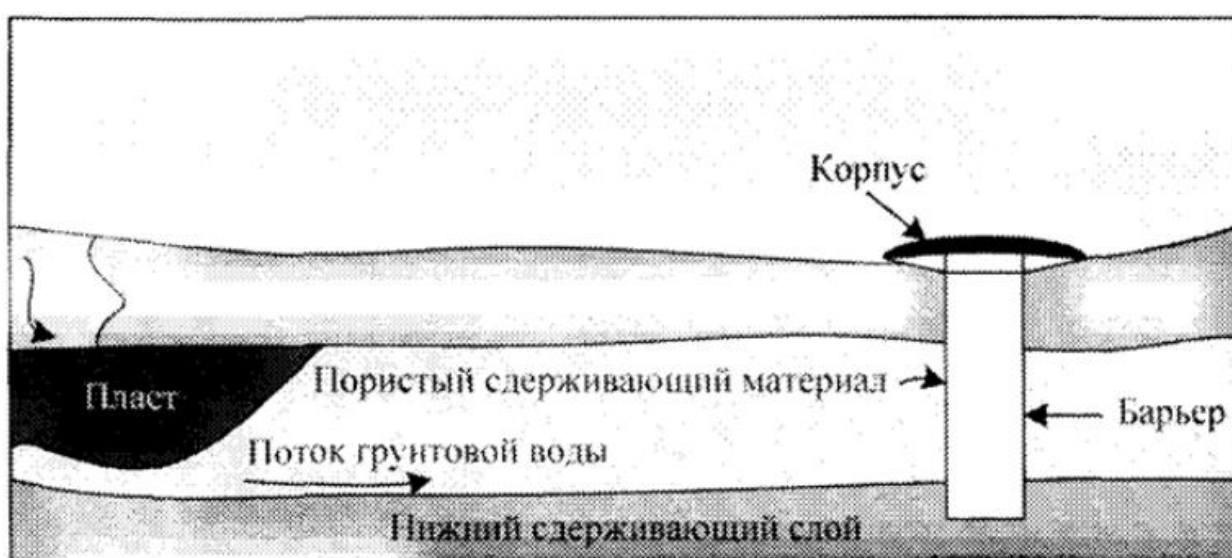


Рисунок 10 – Водопроницаемый реактивный барьер

Сборно-монолитная «стена в грунте» имеет следующие основные преимущества перед монолитной:

1. гарантированные прочностные показатели, обусловленные изготовлением железобетонных элементов в заводских условиях;
2. получение конструкции более высокого качества в водонасыщенных грунтах;
3. отсутствие таких технологических операций, как выравнивание «стены в грунте», вторичное бетонирование каверн (так называемого «грунтобетона»), устройство гидроизоляции в сочетании с прижимной стенкой;

4. наличие листового армирования, выполняющего одновременно функции металлоизоляции;

5. меньшая стоимость (на 10-15%), учитывая выполнение вышеперечисленных финишных технологических операций, и сокращение сроков сооружения «стены в грунте» и строительства в целом.

Как правило, чаще всего используется строительство земляных дамб насыпным способом. Тяжёлой спецтехникой (бульдозерами или скреперами) с основания дамбы снимается и перемещается в вал растительный слой. Если растительный слой отсутствует, то производятся работы по подготовке основания, а именно предварительное рыхление от 0,15 до 0,30 м с последующим уплотнением грунта катками.

С целью предотвращения распространения разлива нефтепродукта, также активно используется нефтеловушка (гидрозатвор) представляющая собой гидротехническое сооружение, состоящее из металлических труб диаметром от 330 до 1400 мм. Укладка данных труб производится под наклоном, это делается для обеспечения отвода воды из средних слоев отстойника трубы. Отстойник является аккумулирующей емкостью для отстоя и сбора аварийной нефти. Режим течения жидкости в отстойнике должен быть ламинарным, это нужно для разделения всплывшей на поверхность аварийной нефти и нефтезагрязненного грунта, осаждающегося на дно отстойника.

Чтобы сузить диапазон распространения аварийных разливов нефти и отвести избыточную воду на переувлажненных почвах и болотах (данные условия широко распространены в пределах Западного Сибирского региона) ведутся работы по прокладке открытых каналов, обустройств отстойников, работающих по принципу сбора нефти и нефтепродуктов. Самый распространенный способ разработки открытых каналов – землеройные работы, реже используют взрывной способ, еще реже способ гидромеханизации.



Если аварийный разлив нефти произошел на водной поверхности, то наиболее эффективным для локализации данного загрязнения являются использование боновых заграждений (рисунок 11). Данный вид заграждений может быть, как плавучим, так и подводным. Основная задача плавучего бонового заграждения является в создании механического барьера, который препятствует распространению или перемещению поверхностного слоя водонефтяной пленки.

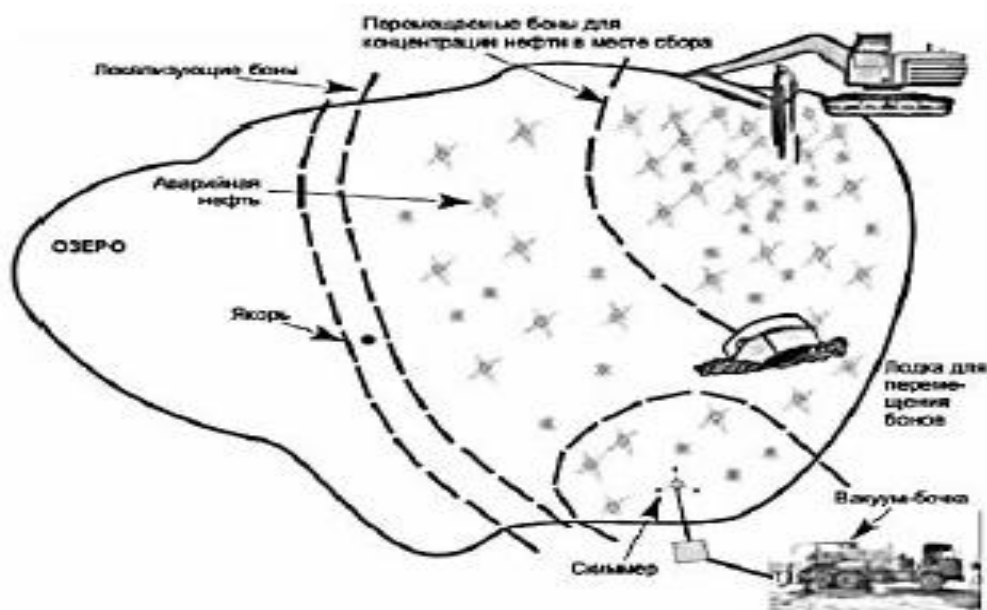


Рисунок 11 – Схема ограждение нефтяного пятна с помощью бонового ограждения

Транспортабельные системы сбора могут располагаться так, чтобы сырая нефть имела возможность собираться в течение начального этапа работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

В частных случаях такой нефтяной разлив локализуется дрейфующими боновыми заграждениями, временно не допускающими растекание нефти по воде (рисунок 12).

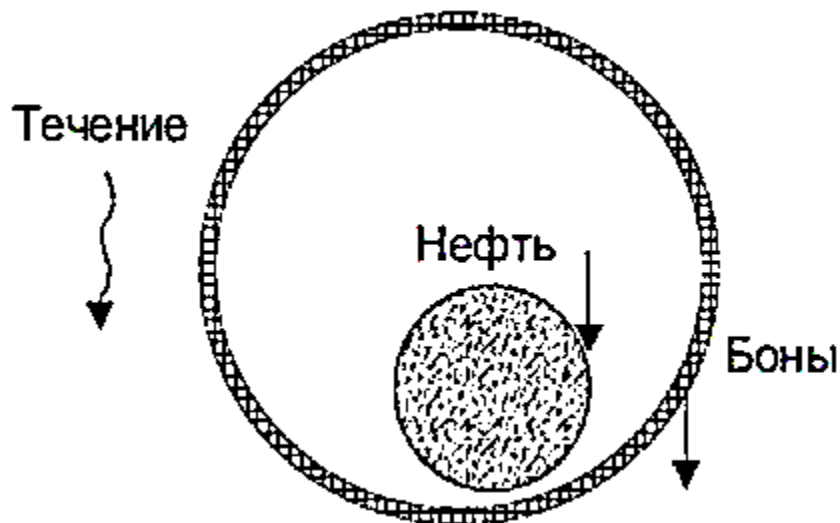


Рисунок 12 – Свободно дрейфующие боновые заграждения

### 3.2 Ликвидация аварийного разлива при помощи сбора нефти

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов – это выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Среди современных способов ликвидации последствий нефтяных разливов выделяют три основные группы:

1. механические способы локализации, сбора и удаления нефти с поверхности воды и на берегу;
2. химические, физические и физико-химические методы, ускоряющие процессы рассеивания пленочной нефти и ее разложения;
3. микробиологические методы разрушения нефти.

С целью повышения эффективности сбора нефтепродуктов и очистки поверхности водоема на практике чаще всего применяют комбинации различных методов. Однако следует отметить, что механические методы являются более предпочтительными, часто обязательными, т.к. позволяют в короткие сроки предотвратить распространение нефтепродуктов по

поверхности, собрать более 95%разлившегося нефтепродукта, могут быть многократно использованы.

В настоящее время существуют и активно используются различные технологии ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов механическим способом:

1. боновые (плавучие) ограждения для локализации нефтяного пятна;
2. скиммеры для сбора и очистки портовых акваторий от нефти;
3. землеройную технику для сбора и удаления загрязненного нефтью грунта на берегу и донных отложений на мелководье.

В случаях движения нефти непосредственно вблизи берега в виде полосы принята технология «Бон к берегу» (рисунок 13). Она заключается в локализации разливов нефти путем постановки бонового ограждения под углом к берегу таким образом, что бы перекрыть ширину движущегося пятна. Один конец бонового ограждения закрепляется к берегу. Для предотвращения протекания под боновым ограждением скопившейся нефти устанавливается нефтесборное устройство. Нефтесборные устройства (скиммеры) располагаются во внутренней зоне, ограниченной боновым ограждением в соответствии с приведенной ниже схемой.

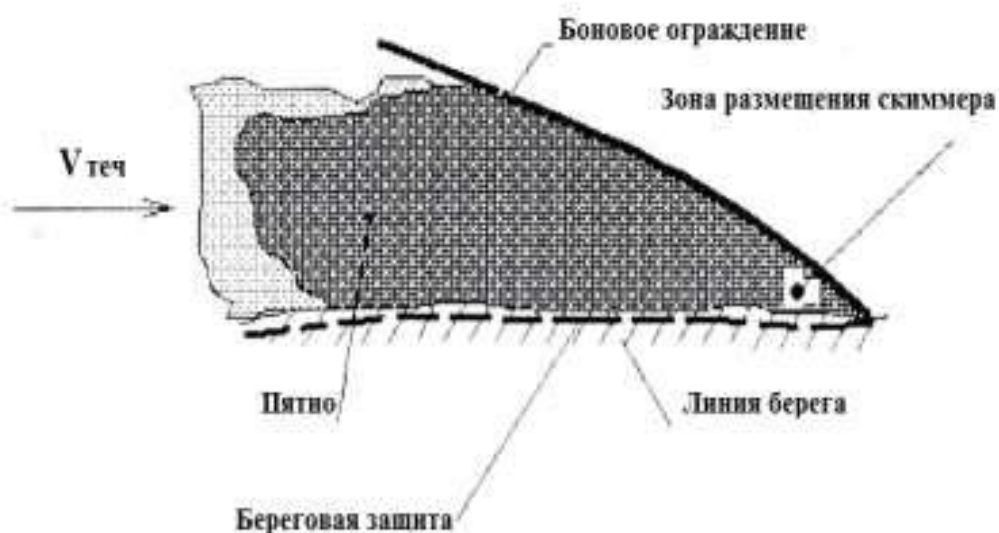


Рисунок 13 – Локализация нефтяного пятна технологией установки боновых ограждение под углом к берегу, «Бон к берегу»

Для локализации разлившейся нефти на открытых участках акваторий портов или на широких участках реки, которые приходится на районы водохранилищ, когда пятно движется на значительном удалении от берега, принята технология «охват» пятна боновым ограждением (рисунок 14). Данная технология представляет собой установку боновых заграждений вокруг нефтяного пятна либо по дуге с обхватом подветренной стороны пятна. Окружить пятно может одно судно, используя якорь для фиксации противоположного конца бонового ограждения. Для быстрого выполнения этой технологии требуется высокая квалификация специалистов АСФ, она может применяться только в крайних случаях, при необходимости комплексных маневров.

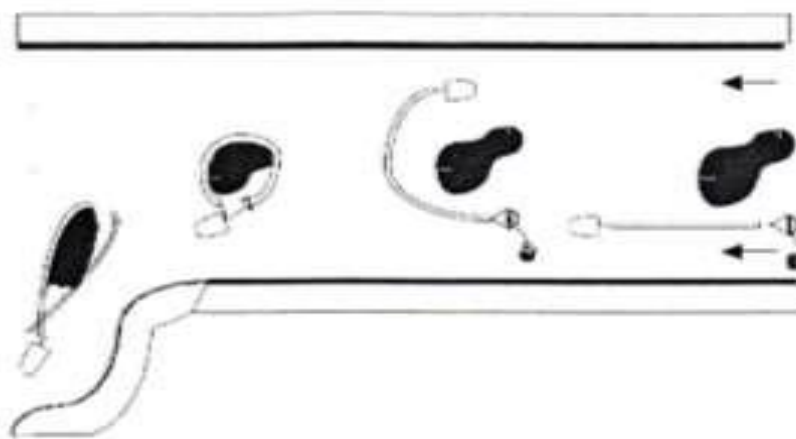


Рисунок 14 - Локализация нефтяного пятна и отведение его в область меньших скоростей одним судном

Использование двух судов (судна и катера) позволяет лучше контролировать систему и требует меньшего обучения специалистов (рисунок 15).

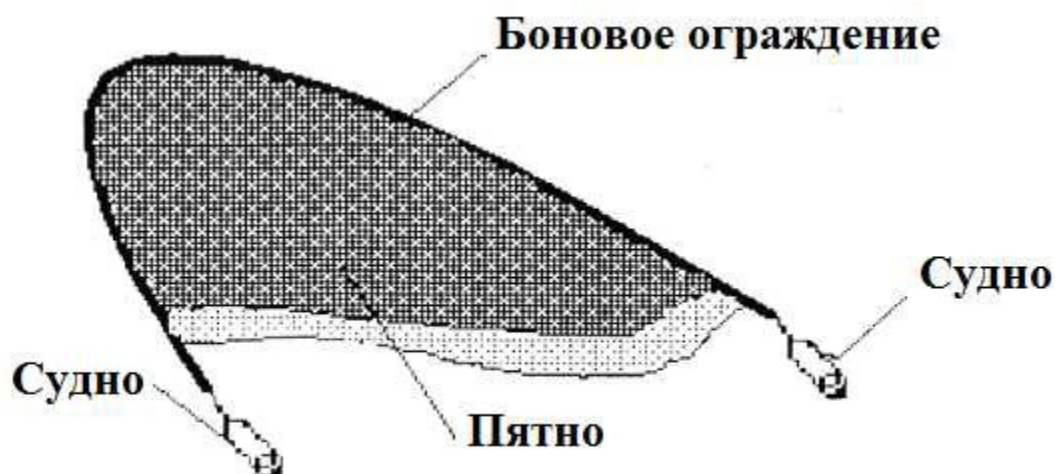


Рисунок 15– Локализация нефтяного пятна технологией охвата пятна боновым ограждением, «Охват боном»

Затем пятно медленно оттаскивается (при скорости относительно поверхности воды менее 0,5 м/с) в область с меньшими скоростями течения или собирается нефтесборным устройством.

В качестве нефтесборных средств используются скиммеры. Их применение целесообразно после локализации разлива боновыми ограждениями, при этом толщина слоя собираемой нефти может достигать нескольких сантиметров. Разлитая нефть собирается в емкости временного хранения. Объем емкости подбирается исходя из производительности нефтесборного устройства.

При выборе типа скиммера для каждого рубежа локализации, были учтены природно-климатические условия, а также вязкость собираемой нефти.

Скиммеры порогового типа (рисунок 16) предназначены для сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности воды на реках со скоростью течения до 1 м/с. Они наиболее эффективны при сборе нефтепродуктов с легкой и средней вязкостью, подготовка к работе занимает минимальное время, однако отсутствует возможность хранения в собранном виде. К преимуществам пороговых скиммеров также можно отнести: способность работы на мелководье, возможность перекачки вязких

нефтепродуктов, в процессе сбора они не образуют водо-нефтяную эмульсию, легкость установки и эксплуатации.

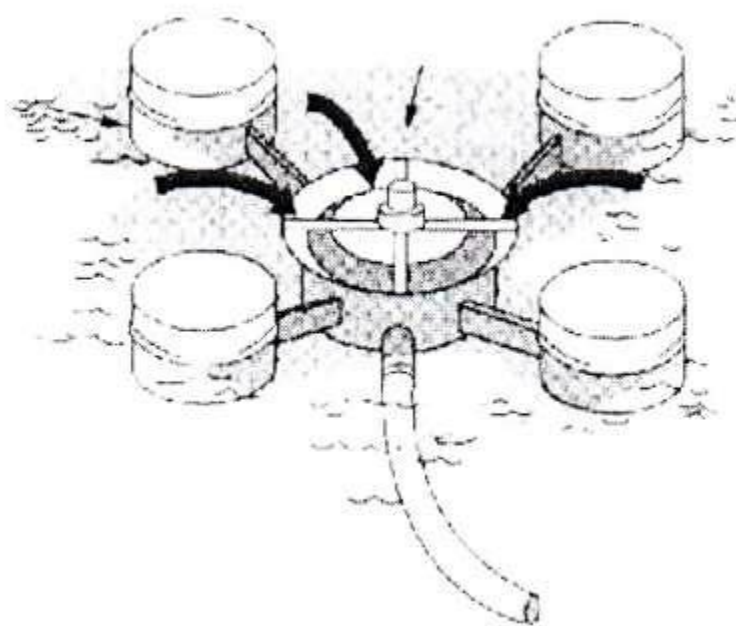


Рисунок 16– Пороговый скиммер

Недостатками пороговых скиммеров являются неэффективность работы при волнении, а так же большой захват воды (до 70 – 90%) при работе на спокойной воде.

Барабанные скиммеры (рисунок 17), как правило, имеют меньший процент сбора воды по сравнению с пороговыми, однако в процессе сбора могут образовывать водо-нефтяную эмульсию. Они наиболее эффективны при сборе нефтепродуктов со средней и тяжелой вязкостью, хорошо работают в закрытой и спокойной воде, а также их можно хранить в собранном виде. Однако барабанные скиммеры плохо работают при сильном течении.

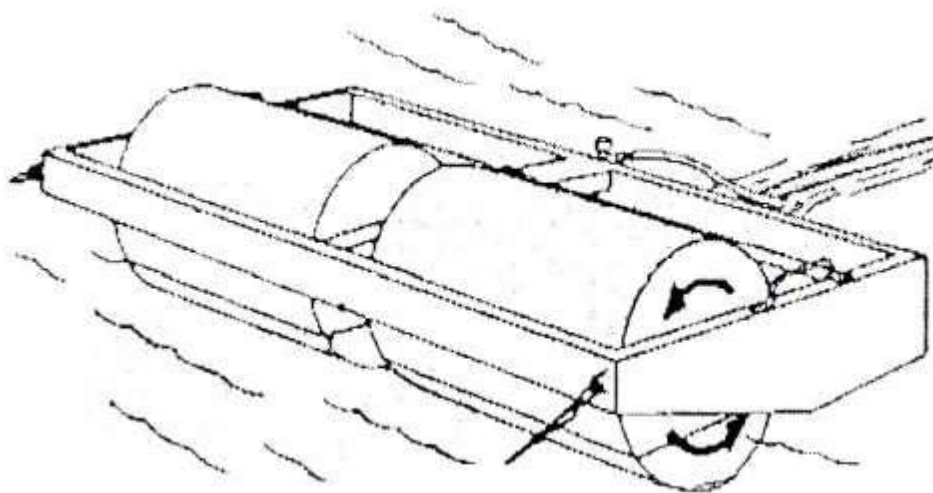


Рисунок 17 - Барабанный скиммер

Щеточные скиммеры (рисунок 18) по принципу работы схожи с барабанными. Их преимуществами являются: способность собирать высоковязкие нефтепродукты, хорошо работают в закрытой и спокойной воде, а также то, что их можно хранить в собранном виде.

Недостаток данного типа скиммеров заключается в неэффективности при сборе тонкого слоя нефти и неудовлетворительной работе при сильном течении ( $> 2$  узл.)

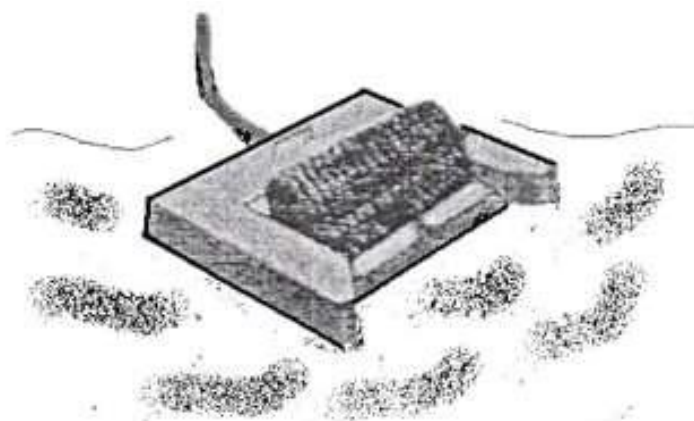


Рисунок 18 - Щеточный скиммер

Химический метод сбора разлитой нефти можно применять как в случае попадания ее непосредственно в почву, так и на твердое непроницаемое покрытие. Его сущность заключается в следующем: поверхность нефтеразлива засыпается специальным сорбентом, который сорбирует на себе



нефть. Далее, сорбент собирается и отправляется на полигон для переработки, либо на регенерацию в специальные реакторы.

Возможная схема защиты подземных вод от загрязнения нефтепродуктами (рисунок 19).

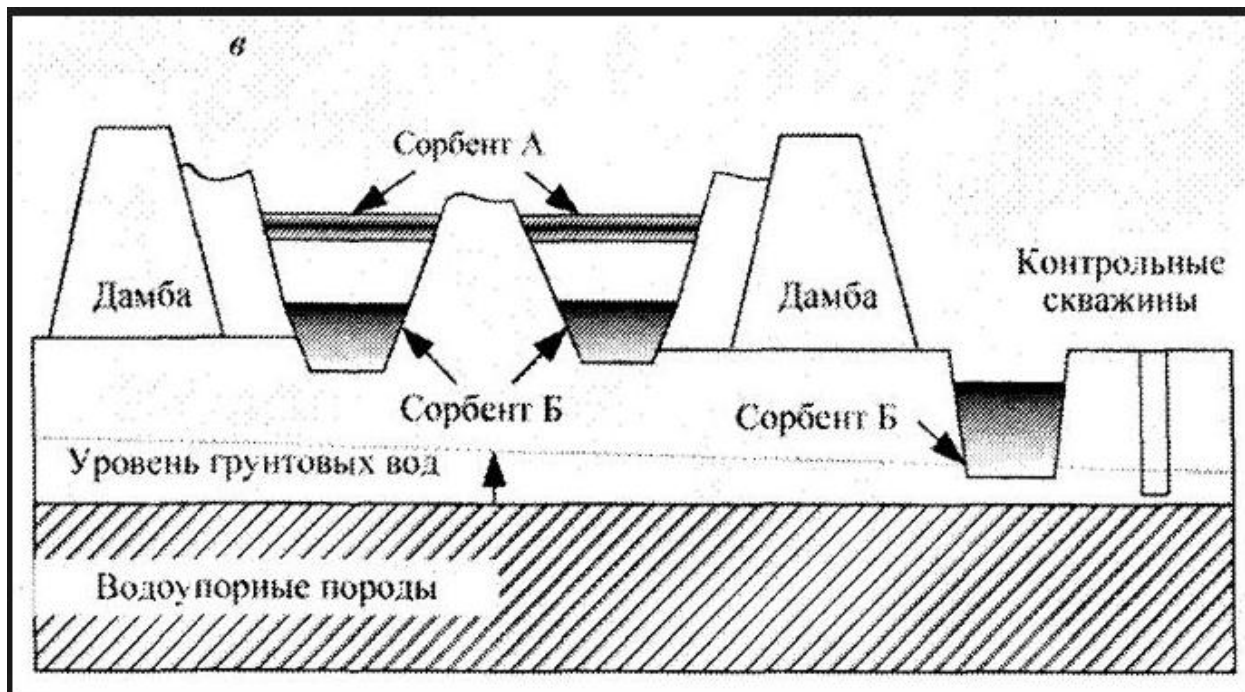


Рисунок 19 – Схема защиты подземных вод сорбентом от загрязнения нефтепродуктами

В условиях чрезвычайной ситуации, обусловленной разливом нефти и нефтепродуктов, на территории рассматриваемого объекта применяется технология сорбирования разлитой нефти (нефтепродуктов) песком/сорбентом с размером зерна  $0,2 \div 0,5$  мм.

Сорбирование нефти песком осуществляется в следующем порядке:

1. Отсыпка песчаного вала по границе пятна разлива. Высота вала зависит от высоты разлива, но не ниже 0,2 м.
2. Засыпка пятна разлива песком.
3. Сбор песка и сбор его в контейнер спецхранения.

Сорбенты применяют для локализации нефтяного разлива, в условиях севера наиболее распространен сорбент «торф гранулированный» (рисунок 20).





Рисунок 20 – Разлив нефти с сорбентом «торф гранулированный»

Таким образом, несмотря на все типовые аварии и существующие различные способы их ликвидации, универсального сценария не существует. Каждый случай индивидуален и относительно него ведутся расчеты зоны поражения, скорости распространения нефтяного пятна, составляются механизмы локализации и ликвидации аварии. Ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом нефти и нефтепродуктов, сложный комплекс мероприятий, требующий постоянного совершенствования уже имеющихся способов и разработки новых.

## **4 Расчетная часть**

### **4.1 Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном нефтегазосборном трубопроводе**

Для оценки последствий аварий использовались следующие методики: Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», РД 03-357-00 «Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта». Зоны действия поражающих факторов при авариях, сопровождающихся пожаром разлива легковоспламеняющейся жидкости рассчитывались по методике «Приложения В» СП 12.13130.2009.

Для прогнозирования возможных и ожидаемых аварий производится моделирование различных сценариев аварийных утечек рабочей жидкости из нефтегазосборного трубопровода. Последствия аварийных ситуаций определены рядом факторов, основными из которых являются:

1. тип и структура технологической схемы;
2. надежность и прочность труб (качество изготовления, монтажа и т.д.);
3. уровень квалификации обслуживающего персонала.

При определении и анализе типовых сценариев возникновения и развития аварийных ситуаций по трассе трубопровода использована блок-схема (рисунок 21), формирующая различные виды сценариев развития аварий и метод анализа «Дерево событий» (рисунок 22). На основе этого были составлены основные сценарии с выделением ключевых событий.

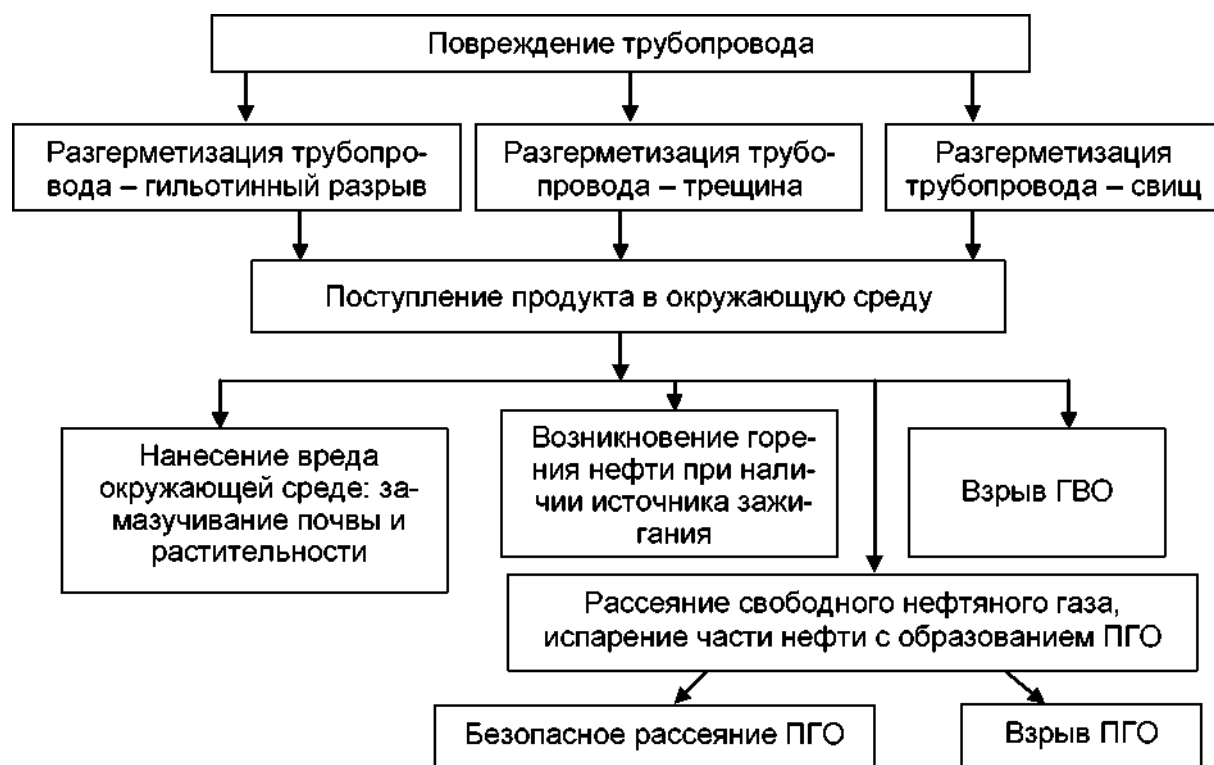


Рисунок 21 – Блок-схема формирования сценариев развития аварий на нефтегазосборном трубопроводе

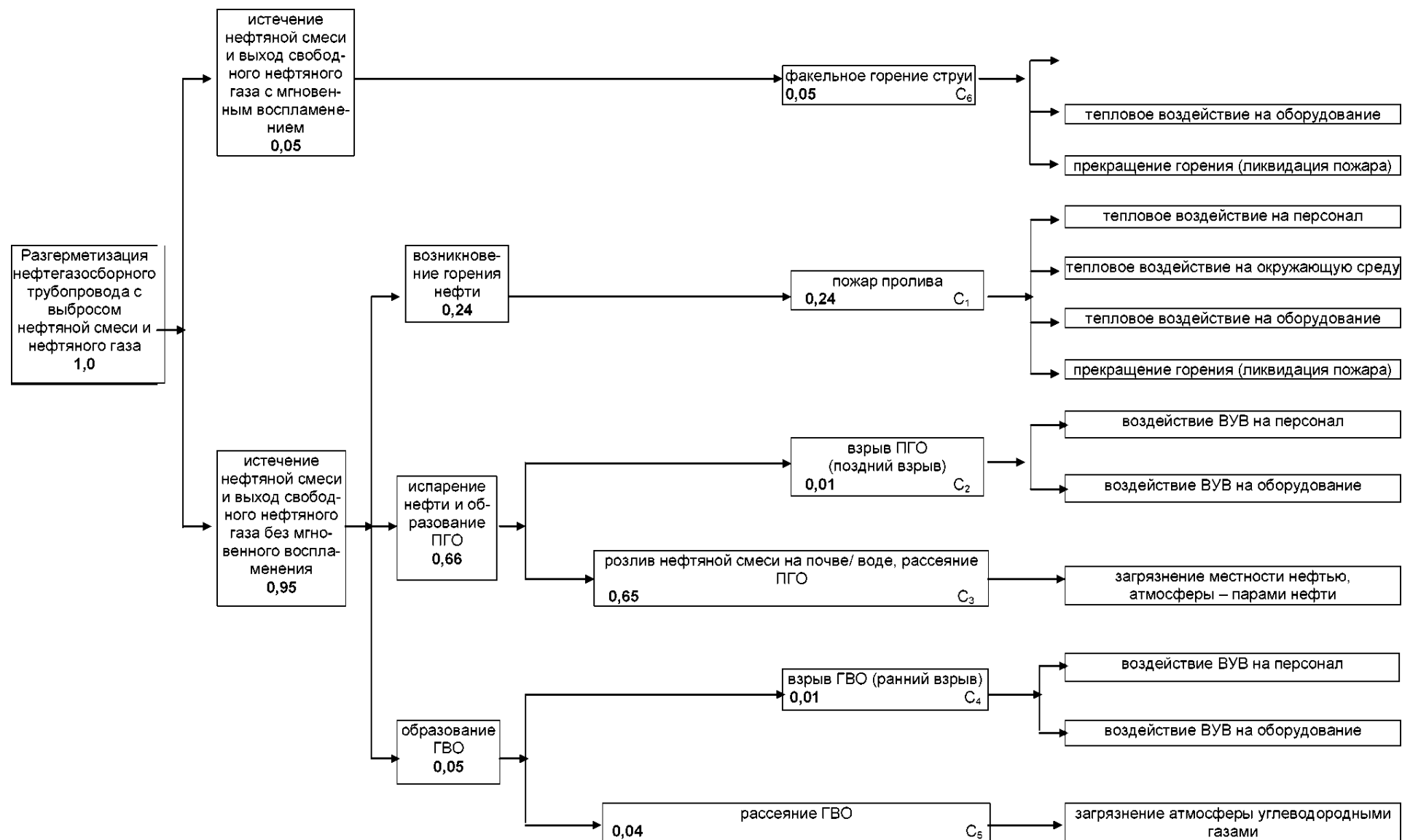


Рисунок 22 - «Дерево событий» при разгерметизации нефтегазосборного трубопровода

В таблице 11 приведены сценарии развития аварий на промышленном трубопроводе.

Таблица 11

Сценарии развития аварий на промышленном трубопроводе

Сценарий	Описание	Последствия
С <sub>1</sub> (пожар пролива)	Разгерметизация участка трубопровода → выброс сырой нефти и свободного нефтяного газа → рассеяние газа → свободное растекание сырой нефти на местности → воспламенение пролива и его горение с образованием зоны термического поражения	Попадание персонала в зону поражения → тепловое воздействие на персонал и оборудование → последующая ликвидация аварии
С <sub>2</sub> (взрыв ПГО - поздний взрыв)	Разгерметизация участка трубопровода → выброс сырой нефти и свободного нефтяного газа → рассеяние свободного нефтяного газа → свободное растекание сырой нефти на местности → образование вторичного ПГО из паров нефти и воздуха → дрейф ПГО → воспламенение облака и его дефлаграционное сгорание с образованием ВУВ	Попадание персонала в зону поражения → травмирование персонала и повреждение оборудования ВУВ → последующая ликвидация аварии
С <sub>3</sub> (разлив сырой нефти на почве/ воде без пожара, рассеивание ПГО)	Разгерметизация участка трубопровода → выброс сырой нефти и свободного нефтяного газа → свободное растекание сырой нефти на местности без возгорания, рассеяние свободного нефтяного газа → образование ПГО из паров нефти и воздуха → дрейф ПГО → рассеяние ПГО без опасных последствий	Ликвидация аварии без травмирования персонала
С <sub>4</sub> (взрыв ГВО - ранний взрыв)	Разгерметизация участка трубопровода → выброс сырой нефти и свободного нефтяного газа → образование ГВО из свободного нефтяного газа и воздуха → дрейф ГВО → воспламенение облака и его дефлаграционное сгорание с образованием ВУВ	Попадание персонала в зону поражения → травмирование персонала и повреждение оборудования ВУВ, последующая ликвидация аварии
С <sub>5</sub> (рассеяние ГВО)	Разгерметизация участка трубопровода → выброс нефти и свободного нефтяного газа → образование ГВО из свободного нефтяного газа и воздуха → дрейф ГВО → рассеяние облака	Ликвидация аварии без травмирования персонала
С <sub>6</sub> (факельное горение струи)	Разгерметизация участка трубопровода (образование свища) → истечение струи сырой нефти и свободного нефтяного газа под давлением → возгорание при наличии источника зажигания выходящей струи нефти и газа → факельное горение струи	Попадание персонала в зону поражения → травмирование персонала и повреждение оборудования вследствие воздействия высоких температур, последующая ликвидация аварии

Факельное горение струи может возникнуть при небольших площадях повреждений целостности трубопровода. При реализации сценария аварии факельное горение струи разрушительные зоны имеют локальный вид и сосредоточены в районе повреждения трубопровода. При выявлении данного вида аварии во избежание перерастания ее в более опасную, необходимо первоначально потушить горение, затем закрыть отключающую арматуру и ликвидировать порыв трубы. Это связано с тем, что выходящая из аварийного свища нефть (под давлением) охлаждает участок трубы и препятствует подосу воздуха в трубопровод, тем самым предотвращает возникновение взрывоопасной ситуации внутри трубопровода.

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

1. места расположения и площади дефектного отверстия;
2. продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
3. времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийного участка нефтегазосборного трубопровода, производится в три этапа:

1. первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;
2. второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;
3. третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса жидкости и газа составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3(1)$$

Где:

$V_1$  - объем аварийного выброса жидкости и газа в напорном режиме (первый этап);

$V_2$  - объем аварийного выброса жидкости и газа в безнапорном режиме (второй этап);

$V_3$  - объем аварийного выброса жидкости и газа с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего промысловый трубопровод, расчет произведен на полный разрыв трубы в самых пониженных точках по профилю трасс, из которых может вытечь наибольшее количество продукта:

- точка А, ПК 2+39,37;
- точка Б, ПК 6+43,86.

Объем аварийного выброса жидкости и газа  $V_1$ , вытекший из промыслового трубопровода за интервал времени  $x_1$ , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 * \tau_1, (2)$$

Где:

$\omega_1$  – объемный расход нефти и газа, м<sup>3</sup>/с.

$$\omega_1 = \frac{Q}{24*3600} \quad (3)$$

Где:

$Q$  – суточный расход нефти и газа на рассматриваемом участке, м<sup>3</sup>/сут.

Время  $\tau_1$  при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 2 минутам (120 с) – времени срабатывания системы автоматики электроприводной арматуры.

Объем аварийного выброса нефти и газа  $V_2$ , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 * \tau_2 \quad (4)$$

Где:

$\tau_2$  – время до выравнивания напора в трубопроводе, с;

$\omega_2$  – объемный расход нефти и газа для данного режима истечения, м<sup>3</sup>/с.

$$\omega_2 = \mu * f * \sqrt{2gh} \quad (5)$$

Где:

$\mu$  – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

$f$  – площадь аварийного отверстия, м<sup>2</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$h$  – напор в аварийном отверстии, м.

$$h = Z_j - Z_m - h_T - h_a \quad (6)$$

где:

$Z_j$  – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

$Z_m$  – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

$h_T$  – глубина заложения трубопровода;

$h_a$  – напор, создаваемый атмосферным давлением,  $h_a = 10$  м вод.ст.

Объем аварийного выброса жидкости и газа  $V_3$ , м<sup>3</sup>, вытекающего с момента закрытия задвижек до прекращения утечки из участка нефтегазосборного трубопровода, прилегающего к аварийному отверстию и находящегося выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi * d^2}{4} \times L \quad (7)$$

Где:

$L$  – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, м, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком.

Таблица 12

Расчетные значения выбросов при гипотетических авариях на  
промысловом нефтегазосборном трубопроводе



Аварийная точка по трассе трубопровода, ПК	Суточный расход жидкости/нефти/газа, м <sup>3</sup> /сут	Длина прилегающих участков, находящихся-ся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы				Прокол
			Объем вытекшей жидкости/нефти/газа в напорном режиме, V <sub>1</sub> , м <sup>3</sup>	Объем вытекшей жидкости/нефти/газа в безнапорном режиме, V <sub>2</sub> , м <sup>3</sup>	Объем вытекшей жидкости/нефти/газа из прилегающих участков трубопровода, V <sub>3</sub> , м <sup>3</sup>	Общий объем вытекшей жидкости/нефти/газа, V, м <sup>3</sup> (суммарный)	Объем вытекшей жидкости/нефти/газа, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
точка А, ПК 2+39,37	1021,4/ 755,8/ 226676,36	380	2,1/1,6/ 472,2	0,4/0,29/ 90,0	1,1/0,81/ 244,2	3,6/ 2,7/ 806,4	286/ 211,6/ 63469,4
точка Б, ПК 6+43,86	1021,4/ 755,8/ 226676,36	320	2,1/1,6/ 472,2	-	0,93/0,68/ 205,6	3,03/ 2,28/ 677,8	286/ 211,6/ 63469,4
Примечание - Плотность нефти равна 821 кг/м <sup>3</sup> , плотность газа - 0,900 кг/м <sup>3</sup> , обводненность - до 58 %							

При возникновении аварии «прокол трубопровода» вытекание сырой нефти происходит постепенно, попутный нефтяной газ будет рассеиваться. Пары, испаряющиеся из нефтяного пятна, также будут постепенно рассеиваться. Данный вид аварии представляет опасность, в основном, в экологическом плане: площадь загрязненных участков почвы будет наибольшей. Для персонала этот вид аварии является менее опасным, поскольку образование ГВО и ПГО будет, практически, отсутствовать.

При возникновении аварии типа «прокол трубопровода» разливы нефти будут носить более сложный характер. Если при аварии «гильотинный разрыв трубопровода» предполагается, что внутритрубное давление струи нефти способно выбросить выливающуюся рабочую жидкость на поверхность (через образовавшуюся воронку), то при аварии «прокол трубопровода» нефть будет проникать сначала в свободные пористые пространства в околотрубной зоне, прежде чем выйти на поверхность. Риск

попадания нефти в грунтовые воды значительно выше. Сложно предугадать движение нефти в горизонтальном и вертикальном направлениях под землей, поэтому значительно сложнее и локализовать аварию. Первоочередное действие, которое необходимо предпринять – это остановить или снизить скорость распространения нефти, затем приступить к устранению загрязнения.

В соответствии с Приказом МПР РФ от 03.03.2003 г. № 156 выбросы нефти (включая пластовую воду) относятся к ЧС, если они больше 7 т. Аварийные выбросы при проколе в точках А и Б относятся к ЧС. Перечень необходимых сведений для сообщения об аварийном разливе в территориальные органы:

1. дата, время и место разлива;
2. источник загрязнения;
3. причина разлива;
4. вид и ориентировочное количество пролитого продукта;
5. площадь загрязнения;
6. наличие и вид использования загрязненной территории;
7. гидрометеорологическая обстановка;
8. попадание или угроза попадания в подземные воды, на сопредельные территории;
9. возможность или невозможность ликвидации загрязнения собственными силами всроки, предусмотренные планом ликвидации аварий (ПЛА);
10. принятые меры;
11. дополнительная информация о разливе и ходе его ликвидации.

В создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при реализации аварии С<sub>4</sub> (взрыв ГВО – ранний взрыв) участвует вышедший при разрыве попутный нефтяной газ, при реализации аварии С<sub>1</sub> (пожар пролива) участвует вылившаяся при разрыве нефть, при реализации

аварии С<sub>2</sub> (взрыв ПГО – поздний взрыв) участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти (m<sub>п</sub>).

Количество паров пролитой нефти (m<sub>п</sub>), поступившее в окружающее пространство, согласно «Приложению В» СП 12.13130.2009, определяется по формуле:

$$m_{п} = W \times F \times T(8)$$

Где:

W – интенсивность испарения, кг·с<sup>-1</sup>·м<sup>-2</sup>;

F – площадь испарения, м<sup>2</sup>;

T – продолжительность поступления паров в окружающее пространство, с.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах». Согласно «Приложению Ж» РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность.

Расчетные значения количества паров пролитой нефти сведены в таблицу 13.

Таблица 13

Расчетные значения количества паров пролитой нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Площадь разлива нефти, м <sup>2</sup>	Количество паров нефти, m <sub>п</sub> , кг
точка А, ПК 2+39,37	14	23
точка Б, ПК 6+43,86	12	19

Согласно п. В.1.3 СП 12.13130.2009 испарение, способное образовывать горючие газовоздушные и паровоздушные смеси с поверхности разлившейся жидкости происходит, если толщина слоя нефти более 0,0067 м.

Результаты расчета количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии на нефтегазосборном трубопроводе, а также количество опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов согласно СП 12.13130.2009, представлены в таблице 14.

Таблица 14

Значения аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии в расчетных точках промыслового нефтегазосборного трубопровода

№ сценария	Последствия	Основной ПФ	Количество опасных веществ, участвующих в аварии, кг	
			Участвующих в аварии, кг	Участвующих в создании ПФ, кг
1	2	3	4	5
т. А, ПК 2+39,37				
C <sub>4</sub>	Взрыв ГВО	Ударная волна	726	72,6
C <sub>2</sub>	Взрыв ПГО	Ударная волна	23	2,3
C <sub>1</sub>	Пожар пролива	Тепловой поток	3	0,3
Т. Б, ПК 6+43,86				
C <sub>4</sub>	Взрыв ГВО	Ударная волна	610	61,0
C <sub>2</sub>	Взрыв ПГО	Ударная волна	19	1,9
C <sub>1</sub>	Пожар пролива	Тепловой поток	<b>2</b>	<b>0,2</b>

#### 4.2 Расчет времени для локализации аварии на почве

Для ликвидации возможных аварий на объектах создано нештатное аварийно-спасательное формирование. НАСФ представляет собой самостоятельную структуру, созданную на нештатной основе, оснащенную специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами, подготовленную для проведения аварийно-

спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах чрезвычайных ситуаций. Дежурство персонала звена – круглосуточное. Местом дислокации персонала НАСФ является помещение на площадке мониторинга. Локализация аварийного разлива нефти производится посредством оперативных действий по отключению аварийного участка – закрытием арматуры в начале и в конце участка, а также срочным сооружением препятствия (обвалования) для дальнейшего растекания нефти по поверхности грунта.

Рассматриваются аварии при разрыве на полное сечение трубы. Доставка и размещение технических средств в зону ЧС для локализации и сбора аварийного разлива нефти должна производиться с учётом необходимости ввода их в действие в минимально короткое время. В первую очередь доставляются технические средства для локализации аварийного разлива и сбора нефти, средства для ее временного хранения и транспортировки, а также вспомогательные технические средства, необходимые для проведения указанных работ. Обслуживающий персонал доставляется к месту аварии совместно с техникой (в кабинах транспортных средств).

После обнаружения и объявления аварии и сбора дежурного персонала (до 1 часа) персонал и техника придут к месту аварии за время не более 40 минут.

Объем вылившейся нефти распределяется по поверхности грунта. Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт зависят от шероховатости поверхности: микро- и макро рельефа, пористости, трещиноватости.

Обвалование производят бульдозером. Время, необходимое для сооружения обвалования, учитывая двойной ход бульдозера, находится из выражения:

$$t = 2 \times V_1 / V_{\sigma} \quad (9)$$

Где:

$V_1$  – объем обвалования.

Протяженность обвалования определяется по формуле:

$$П = 4 \times (F_1)^{0.5} \quad (10)$$

Где:

$F_1$  – это площадь разлива нефти и полоса шириной 0,3 м, учитывающая отступление от границы разлива.

$V_6$  – производительность бульдозера, составляет 120 м<sup>3</sup>/час,

$t$  – время, необходимое для сооружения обвалования (высотой 1 м, шириной поверху 0,5 м, крутизна откосов 1:1), час.

Полученные значения для локализации аварии в расчетных точках трубопровода представлены в таблице 15.

Таблица 15

Расчетные значения для определения времени локализации аварии при порыве на полное сечение трубопровода

Аварийная точка по трассе трубопровода	Объем разлива жидкости (нефти), $V$ , м <sup>3</sup>	Площадь разлива $F$ (площадь обвалования, $F_1$ ), м <sup>2</sup>	Периметр, охватывающий загрязненную площадь, м/объем обвалования, м <sup>3</sup>	Время, необходимое для сооружения обвалования бульдозером, t
точка А, ПК 2+39,37	3,6 (2,7)	14(21)	19/82	1 ч 6 мин
точка Б, ПК 6+43,86	3,03 (2,28)	12(19)	18/79	1 ч 3 мин

Общее время локализации аварии (время обнаружения аварии, сбор аварийной бригады, выезд на место аварии, закрытие задвижек, устройство обвалования) в общей сложности составляет до трех часов. Таким образом, время локализации аварии не превышает 6 часов, что соответствует требованиям Постановления Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613.

#### **4.3 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на промысловом нефтегазосборном трубопроводе**

Анализ факторов и статистических данных аварийности говорит о том, что существенное количество аварий возникает по причине действия человеческого фактора. Поэтому для снижения числа аварий и экологического ущерба от них необходимо, прежде всего, оптимизировать систему предотвращения, ликвидации аварийных ситуаций на конкретных предприятиях в плане организационных мероприятий.

При разработке рекомендаций необходимо учитывать, что значительное количество аварий обусловлено отсутствием достаточной квалификации в обслуживании и эксплуатации опасных объектов.

Проблема недостатка квалифицированных кадров усугубляется общей демографической обстановкой. По прогнозу Росстата, сокращение численности населения в трудоспособном возрасте в 2007 - 2025 гг. составит 16,2 млн. человек. При этом уровень общей образовательной подготовки непрерывно снижается.

Средства автоматизации, широко внедряемые в последние годы, позволяют потенциально уменьшить риск возникновения аварий и значительно локализовать последствия нештатных ситуаций. Однако эта техника предъявляет повышенные требования к уровню квалификации персонала, как обслуживающего агрегаты, датчики, контроллеры и средства связи, так и персонала, грамотно использующего всю поступающую на диспетчерский пункт информацию.

Таким образом, наиболее емким по своим резервам и в то же время сложностям стратегическим фактором промышленной и пожарной безопасности нефтегазовой отрасли является его персонал.

Существует также экономическая причина аварийности. По причине несовершенства экологического законодательства важно, чтобы недропользователь осуществлял природоохранные мероприятия за счет собственных средств. В настоящее время большинство предприятий, пользуясь государственными субсидиями, не выполняют своих обязанностей,

основная нагрузка ложится на государство, которое, как известно, не может осуществлять несвойственные ему функции и тем более финансировать их.

Для снижения количества аварий и уменьшения воздействия на окружающую среду предприятие должно разрабатывать экологическую политику с учетом специфики производства и предъявляемых природоохранных требований. Для этого нужно выработать специальный документ о намерениях и принципах, который должен служить основой для действий и определения экологических целей и задач. Также важна открытость общего доступа к документам и статистикам аварийности на предприятиях, достоверность данных и контроль над содержанием документов, которые должны быть доступны населению.

Подводя итог, перечислим основные рекомендации для оптимизации деятельности предприятий в сфере предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций:

1. Организация должна установить, внедрить и поддерживать процедуру(ы) для выявления потенциально возможных аварий и нештатных ситуаций, которые могут оказывать воздействие на окружающую среду;

2. Организация должна реагировать на возникающие нештатные ситуации и аварии и предотвращать или смягчать связанные с ними негативные воздействия на окружающую среду;

3. Для выполнения требований необходимо обеспечить функционирование технических систем и выполнение процедур, предусматривающих действия по предотвращению возникновения нештатных ситуаций и аварий, функционирование устройств и процедур информирования таких ситуациях, процедур и технических средств для ограничения воздействия в случае их возникновения;

4. Организация должна периодически анализировать и при необходимости пересматривать процедуры, касающиеся ее подготовленности к нештатным ситуациями ответных действий, в особенности, по факту аварии или нештатной ситуации;



5. Проведение своевременных ревизий, испытаний, технических обследований и технического диагностирования аппаратов, резервуаров, трубопроводов и оборудования хранения и транспортировки нефти;

6. Открытая отчетность предприятия по вопросам аварийности и количества аварий на месторождениях углеводородов;

7. Определение экологических аспектов в соответствии со стадиями жизненного цикла предприятия;

8. У организации всегда должны быть в наличии свидетельства, которые доказывают, что поставщики и подрядчики осведомлены о требованиях процедур, с которыми связана их деятельность. Также требования к партнерам (поставщикам, подрядчикам) включаются в соответствующие договоры. В соответствии с ними организация может сама информировать сотрудников подрядчика об экологической политике и предъявляемых требованиях, или поручать это подрядчику, а также разрабатывать адекватные контрольные меры;

9. Организация должна проводить специальную подготовку для подрядчиков и лиц, работающих по поручению организации, а также представителей клиентов и других лиц, работающих на ее территории.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **Введение**

В данной выпускной квалификационной работе решается проблема ликвидации аварийных разливов промыслового нефтегазосборного трубопровода «Кустовое основание №4 – УПН Герасимовского м.р.».

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков и уменьшения площади загрязнения.

Для того чтобы правильно и оперативно организовать проведение работ по ликвидации возможного разлива нефтепродуктов, в работе были разработаны рекомендации по оптимизации деятельности нефтегазодобывающих предприятий в сфере предотвращения, ликвидации аварийных ситуаций и борьбы с их последствиями.

### 5.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта (таблица 16).

Таблица 16

Календарный план проекта

№	Наименование операций	Продолжительность работ, сутки	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Предотвращение распространения при помощи заграждений; установка каркасных емкостей для сбора нефти	1	01.05.2018	02.05.2018
2	Укрепление обвалования; устройство подъездных путей для сбора нефти.	1	02.05.2018	03.05.2018
3	Устранение жидкой фракции нефти	3	03.05.2018	06.05.2018
4	Составление плана рекультивации; согласование с государственными органами (не позднее 80-ти часов); рекультивация территории согласно разработанного плана производства работ (ППР)	15	06.05.2018	21.06.2018

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 17).

Таблица 17

Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Продолжительность проведения работ								
		Май								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Локализация	1									
Инженерные работы	1									
Сбор и вывоз НСЖ	3									
Рекультивация	15									

## 5.2 Бюджет научно-технического исследования

Расчет затрат на проведение работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на промысловом нефтегазосборном трубопроводе.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

1. затраты на спецоборудование;
2. материальные затраты;
3. затраты на оплату труда;
4. страховые взносы в государственный внебюджетный фонд;
5. амортизационные отчисления;
6. накладные расходы

В таблицах 18 – 23 представлены отдельные статьи затрат. В таблице 24 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы. На рисунке 23 изображена структура всех затрат по статьям.

Таблица 18

### Затраты на спецоборудование

№	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Боновое ограждение	шт.	10	1740,00	174 000,00
2	Нефтесборщик	шт.	3	129 800,00	389 400,00
3	Установка для	шт.	3	4425,00	13 275,00

	сжигания отходов				
4	Прочее	шт.	10	6000,00	60 000,00
	ИТОГО:				<b>636 675,00</b>

Таблица 19

#### Материалы и комплектующие

№	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Резервуар каркасный РК-4	шт.	5	27 200,00	136 000,00
2	Боны постоянной плавучести	п/м	100	1030,00	103 000,00
2	Сорбент полимерный	т	1,3	35 400,00	46 020,00
	ИТОГО:				<b>285 020,00</b>

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Работы по организации ликвидации разливов нефти должны проводиться в соответствии с разработанными Планами ликвидации возможных аварий (ПЛВА) для объектов, расчетная продолжительность выполнения работ по ликвидации аварий не должна превышать 80 ч. в обычных условиях. Исходя из этого, будем производить расчет заработной платы. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 20.

Таблица 20

### Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Мастер ЛЭС	2	3640	7280	3	21 840
Машинист вездехода	2	1670	3340	3	10 020
Водитель	4	1570	7850	3	23 550
Линейный трубопроводчик	8	1450	12560	3	37 680
Электромонтер	2	1300	2600	3	7800
Начальник ЦРС	1	2650	2650	3	7950
Мастер участка	1	1990	1990	3	5970
Машинист бульдозера	2	1950	3900	3	11 700
Машинист экскаватора	2	1950	3900	3	11 700
Иные работники	6	1200	7200	3	21 600
<b>ИТОГО:</b>	<b>28</b>				<b>159 810,00</b>

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом Российской Федерации, представлены в таблице 21.

Таблица 21

Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования  
на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на  
производстве и профессиональных заболеваний

Заработная плата, руб.	% (согласно уведомлению Фонда Социального страхования)	Сумма, руб.
159 810	0,2	<b>31 962,00</b>

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 22.

Таблица 22

Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Одного объект а	Всего		
Пороговые нефтеборщники Lamor (LWS) 500/800	3	129 800	389 400	8	31 152
Экскаватор одноковшовый с емкостью ковша 0,35-0,80 м.куб	1	593 600	593 600	10	59 360
Автомобиль грузопассажирски й высокой проходимости (4x4) типа УАЗ	1	220 000	220 000	10	22 000
Боны «Барер-70»	10	1 740	17 400	9	1 566
Установка для сжигания отходов СМАРТ- АШ (Нижеудинск)	3	4 425	13 275	8	1 062
Бульдозер "КАМАЗ Д-85А	1	450 000	450 000	10	45 000
Вездеход ГТТ	1	450 000	450 000	10	45 000
ИТОГО:					<b>205 140,00</b>

Таблица 23

Накладные расходы

№	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов:		1 318 607,00	10,00	<b>131 860,7</b>
1	Спецоборудование	636 675,00	10,00	63 667,5
2	Материалы и комплектующие	285 020,00	10,00	28 502,00
3	Оплата труда	159 810,00	10,00	15 981,00
4	Начисления на оплату труда	31 962,00	10,00	3196,2
5	Амортизация основных средств	205 140,00	10,00	20 514,00

Таблица 24

Смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы

№	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	636 675,00
3	Материалы и комплектующие	285 020,00
4	Оплата труда	159 810,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	31 962,00
6	Амортизация основных средств	205 140,00
7	Накладные расходы	131 860,7
8	Итого собственных затрат	1 450 467,7
9	Уровень рентабельности до 10%	145 046,77
10	Договорная цена (сумма строк 1-9)	1 595 514,47
11	НДС 18%	287 192,60



12	Всего стоимость договора	1 882 707,07
----	--------------------------	--------------

Структура затрат представлена на рисунке 23.

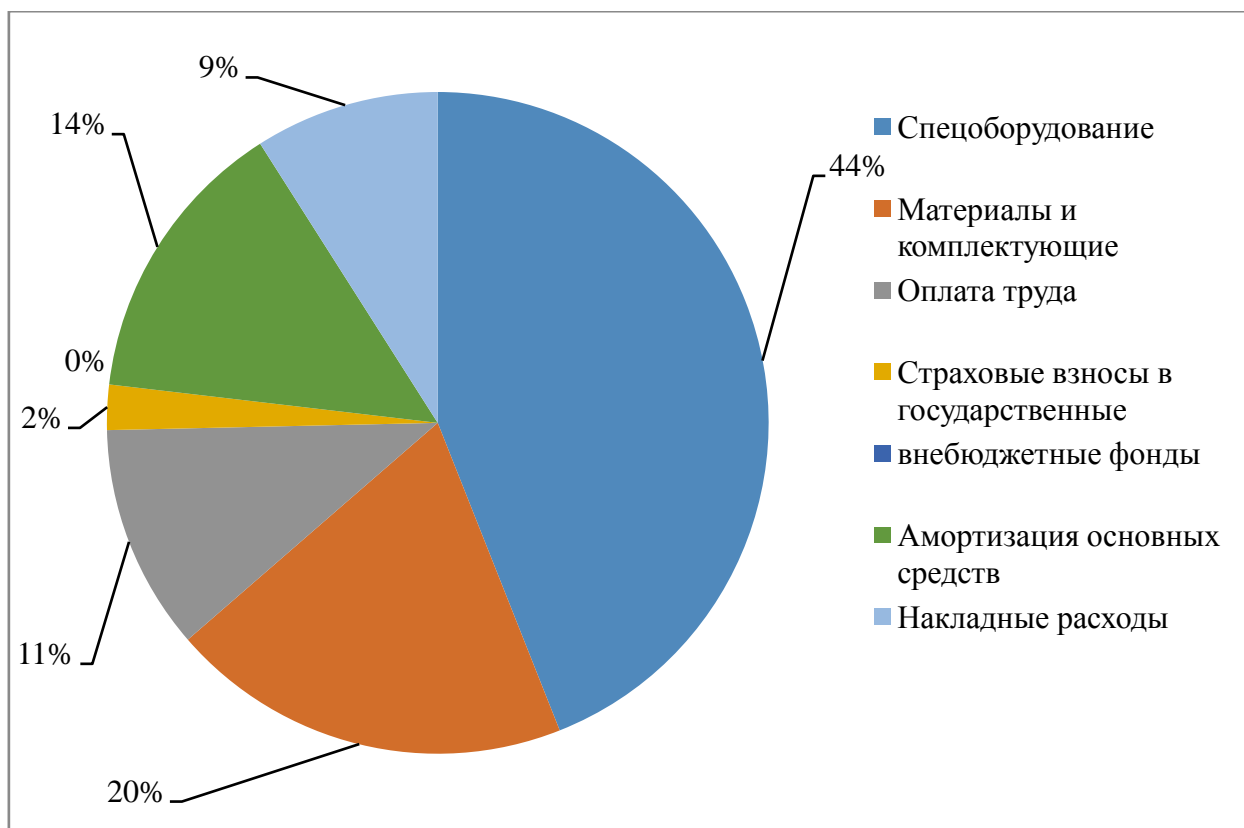


Рисунок 23 – Структура затрат

### 5.3 Экономическая эффективность проектно-изыскательных работ

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния ННП.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а

также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями.

На микроэкономическом уровне дополнительные меры по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями являются условно убыточными. Для компаний с низким качеством корпоративного управления улучшение экономических показателей деятельности достигается и за счет снижения издержек на меры по безопасности.

## 6 Социальная ответственность

### Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ликвидации аварийных разливов нефти на промысловом нефтегазосборном трубопроводе в таблице 25.

Таблица 25 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74.)[12]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1. Разведка места аварии. 2. Сбор высвободившегося нефтепродукта. 3. Рекультивационные работы.	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ [1]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[4]
		Пожарная и взрывная безопасность	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[5]
		Статическое электричество	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10] ГОСТ 12.1.030-81 [9]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [18]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [1]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [11]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[19]
	Химические		

	Повышенная загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [2] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [14]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76 [3]

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении данных работ, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

## **6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производённой среды**

### **6.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны**

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

1. при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
2. при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°C до плюс 40°C [19]. Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88\*[2] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 26).

Таблица 26 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе [2]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20	-5
Более 20,0	0

### 6.1.2 Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [1] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах со сверхнормативными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

### **6.1.3 Превышение уровней вибрации**

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 [13]. Методы виброзащиты в основном организационные – использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) для защиты рук, ног, тела работника и установление внутрисменного режима труда. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

1. при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами;
2. до 6 дБ – 60-80 мин;
3. до 9 дБ – 30-40 мин;
4. до 12 дБ – 15-40 мин;
5. при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

### **6.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

При естественном уровне освещения, ограниченного погодными условиями и продолжительностью светового дня необходимо использования осветительного оборудования, как общих фонарей освещения, так и индивидуальных налобных фонарей. Согласно СНиП 23-05-95 [15] «Естественное и искусственное освещение» освещение площадок предприятий и мест производства работ вне зданий для разряда зрительной работы XI, XII, XIII, XIV при опасности травматизма освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду, т.е. от 5 до 30 люкс в

горизонтальной плоскости. В условиях работ, когда взрывоопасность паров нефти достигает концентрационных пределов к осветительному оборудованию, предъявляются требования согласно техническому регламенту ТК403 «Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 люкс при работе вручную и не менее 10 люкс при работе с помощью машин и механизмов [18].

### 6.1.5 Повышенная загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 27) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 27 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [2]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс вещества
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	10	III
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

### **6.1.6 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

К применению индивидуальных средств защиты относят использование специальной защитной одежды, обуви, рукавиц, головных уборов. К техническим мерам защиты работающих относятся: оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции (уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств), оградительные устройства, сигнализации, знаки безопасности. В змееопасных районах предпочтительней передвигаться в сапогах, ботинках с высокими рантами. Брюки не должны плотно облегать ноги.

## **6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды**

### **6.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Движение машин происходит при перевозке месту работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [1].

### **6.2.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). В случае физического взрыва осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с



технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса, в соответствии с требованиями, установленными в руководстве по эксплуатации, производственных инструкциях. Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов.

В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией, в частности:

1. при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
2. если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
3. если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
4. при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
5. при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
6. при заземлении и повышенной вибрации трубопровода;
7. при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
8. при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу [4].

### **6.2.3 Пожарная и взрывная безопасность**

Образование взрывоопасной среды обусловлено высокой концентрацией паров нефти в воздухе.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Для паров нефти установлены следующие диапазоны взрываемости: НКПР – 42000 мг/м<sup>3</sup>; ВКПР – 195000 мг/м<sup>3</sup> [12].

С целью обеспечения взрывной и пожарной безопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДБК), составляющая 5% величины НКПР [12].

#### **6.2.4 Статическое электричество**

Нефть и нефтепродукты являются хорошими диэлектриками и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени.

Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть заземлены, а также должен осуществляться постоянный электрический контакт тела человека с заземлителем. Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124 [7].

#### **6.3 Экологическая безопасность**

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварийном разливе нефти на промышленном трубопроводе в таблице 28.

Таблица 28 – Экологическое влияние аварий на промышленных трубопроводах

Геосферы	Вредные воздействия
Атмосфера	Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.
Литосфера	Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод.
Гидросфера	Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде нефтяное пятно может распространиться на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

1. ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов;
2. строительство нефтеловушек;
3. строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;
4. обеспечение аварийного запаса сорбентов.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода.

#### 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии, возникающие на промышленном трубопроводе, приводят к ЧС, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружений, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

ЧС, вызванные авариями на промышленном трубопроводе, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

1. смертельным(и) случаем(ями);
2. травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
3. воспламенением нефти или взрывом его паров;
4. утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния промышленного трубопровода, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

1. создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);
2. создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
3. обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
4. разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
5. организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
6. проведение корректировки планов при изменении исходных данных;

7. создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;

8. проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах.

## **6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с законодательством на работах с вредными и илиопасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением,работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированныхсредств индивидуальной защиты согласно действующим типовымотраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. Обувии других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном«Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальнойобувью и другими средствами индивидуальной защиты» [20], или выше этихнорм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифнымсоглашением. Рабочие, занятые на работах с вредными и опаснымиусловиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ.

При реализации в соответствии с положениями Трудового кодексаРоссийской Федерации (в редакции настоящего Федерального закона) вотношении работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, компенсационных мер, направленных на ослаблениенегативного воздействия на их здоровье вредных и (или) опасных факторовпроизводственной среды и трудового процесса (сокращеннаяпродолжительность рабочего времени, ежегодный дополнительныйоплачиваемый отпуск либо денежная компенсация за них, а такжеповышенная оплата труда), порядок и условия осуществления таких мер немогут быть ухудшены, а размеры снижены по сравнению с

порядком, условиями и размерами фактически реализуемых в отношении указанных работников компенсационных мер.

Запрещается применение труда женщин на тяжелых работах и на работах с вредными условиями труда, а также на подземных работах, кроме некоторых подземных работ (нефизических работ или работ по санитарному и бытовому обслуживанию). Список тяжелых работ и работ с вредными условиями труда, на которых запрещается применение труда женщин, утверждается в порядке, установленном законодательством. Запрещается переноска и передвижение женщинами тяжестей, превышающих установленные для них предельные нормы. Привлечение женщин к работам в ночное время не допускается. Не допускается привлечение к работам в ночное время, к сверхурочным работам и работам в выходные дни и направление в командировки беременных женщин и женщин, имеющих детей в возрасте до трех лет.

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию. Работники, а в соответствующих случаях и члены семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования:

1. пособиями по временной нетрудоспособности;
2. пособиями по беременности и родам и единовременными пособиями за постановку на учет в медицинских учреждениях в ранние сроки беременности;
3. пособиями при рождении ребенка;
4. пособиями при усыновлении ребенка;
5. пособиями по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет;
6. пенсиями по старости, по инвалидности и по случаю потери кормильца, а некоторые категории работников – также пенсиями за выслугу лет.

В случае смерти работника или члена его семьи за счет средств государственного социального страхования выдается пособие на погребение.

Обеспечение по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в соответствии с Федеральным законом «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний». Пенсии работникам и членам их семей назначаются в соответствии с Законом РСФСР «О государственных пенсиях в РСФСР».

## **Заключение**

В результате проделанной работы был изучен материал по способам и методам ликвидации аварийных разливов нефти. В заключение необходимо отметить – каждая чрезвычайная ситуация, которая обусловлена аварийным разливом нефти, имеет ряд специфических особенностей.

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен нефтегазосборный трубопровод, который расположен на территории Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, Парабельского района, Томской области.

Выявлены возможные аварийные разливы нефти и методы обнаружения на промысловом трубопроводе.

Проанализированы методы локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на промысловом трубопроводе. Представлены материалы и средства, использующиеся при локализации и ликвидации разливов нефти.

Смоделирован и проведен расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промысловом нефтегазосборном трубопроводе, а также расчет времени для локализации аварии на почве.

Подводя итог исследования, можно сделать следующие выводы:

К загрязнению окружающей среды и к отрицательному воздействию на здоровье людей приводят все стадии нефтепользования, начиная от разведки и добычи нефти и кончая утилизацией ее отходов, в той или иной мере за счет разливов нефти, а также выбросов вредных веществ в атмосферу. Проанализировав статистические данные, можно увидеть, что количество аварий на месторождениях с каждым годом увеличивается, в результате приводя к необратимым нарушениям элементов окружающей нас природной среды. Негативное воздействие нефтегазового комплекса на общий экологический фон в Томской области наблюдается почти по всем



составляющим экосистемы (атмосферный воздух, водный бассейн, почвы и других показателей).

Во время изучения статистики аварийности на территории районов Томской области был виден общий рост аварийности, что означает рост воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду. Минимизация воздействия на окружающую среду от нефтегазодобычи на территории Томской области достигается за счет комплекса организационных и технических мероприятий, которые должны осуществлять нефтегазодобывающие предприятия при участии органов государственного управления по охране окружающей среды. Каждая компания должна ответственно подходить к выбору экологической политики и комплексу мероприятий по охране окружающей среды.

## **Список использованных источников и литературы**

1. О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации [Текст]: Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 № 240 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2000. – № 35. – Ст. 3582.

2. Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации [Текст]: Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 3 марта 2003 г. № 156 // Собрание законодательства Российской Федерации, 2000. – № 35. – Ст. 3582; 2002. – № 16. – Ст. 1569.

3. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2016 году» / глав. ред. Ю. В. Лунева, редкол.: Ю. В. Лунева, Н. А. Чатунова; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГБУ «Облкомприрода». – Ижевск: ООО «Принт-2», 2017. – 160 с.

4. РД 39-00147105-006-97 Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/RD390014710500697Instrukc.html> (дата обращения 09.05.2018 г.).

5. РД 13.020.00-КТН-148-11 Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293854459> (дата обращения 15.05.2018 г.).

6. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения 15.05.2018 г.).

7. Волчков С.В. Анализ причин аварий промысловых нефтепроводах Западной Сибири. Сборник научных трудов «Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология» / Волчков С.В., Прусенко Б.Е., Сажин Е.Б. – М., РАО Газпром, 1996. – 26 с.

8. Воробьев Ю.Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Акимов В.А., Соколов Ю.И. – М.: Иноктаво, 2007. – 368 с.

9. Вылкован А.И. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти: Научно-практическое пособие / Вылкован А.И., Венцюлис Л.С., Зайцев В.М., Филатов В.Д. – СПб.: Центр-Техинформ, 2000. – 204 с.

10. Гумеров А.Г. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – М.: ИПТЭР, 1995.

11. Каменщиков Ф.А. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. / Богомольный Е.И. – М. - Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 528 с.

12. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах / Минтопэнерго РФ. – М.: Транс Пресс, 1995.

13. Маценко С.В. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчёт достаточности сил и средств: Методические рекомендации / Г.Г. Волков, Т.А. Волкова. – Новороссийск МГА им. Адм. Ф.Ф. Ушакова, 2009. – 78 с.

14. Наумов В.С. Оценка ущерба при разливах нефти на объектах транспортного комплекса / В. С. Наумов, А. Е. Пластинин // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2010. – №1. – С. 5.

15. Овсиенко С. Н. Оперативная технология мониторинга и прогноза гидрометеорологических характеристик и параметров аварийных

разливов нефти на акваториях морей / С. Н. Овсиенко // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005. – №7. – С. 59-68.

16. Прусенко Б.Е. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России / Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюк. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2002. – 309 с.

17. Серов Г.П., Серов С.Г. Техногенная и экологическая безопасность в практике деятельности предприятий: Теория и практика. – М.: Изд-во «Ось-89», 2007. – 512 с.

18. Славинский Д. А. Анализ новых международных требований к системам экологического менеджмента в контексте российских условий / Славинский Д. А., Хорошавин А. В., Смирнова М. В. // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Экономика и экологический менеджмент». – 2015. – №4. – С. 335-341.

19. Солодовников А.Ю. Влияние нефтегазодобычи на социально-экологическую среду Обского Севера / А.Ю. Солодовников, А.И. Чистобаев. – СПб.: ВВМ, 2011. – 310 с.

20. Соромотин А.В. Нефтяное загрязнение земель в зоне средней тайги Западной Сибири / А.В. Соромотин // Экология и промышленность России. – 2004. – №8. – С. 8-11.

21. Соромотин, А.В. Оценка экологических проблем нефтедобычи на различных этапах освоения месторождений на примере ХМАО / А.В. Соромотин // Материалы конференции «Нефть, газ Арктики». – 2007. – С. 317-326.

22. Справочник. Технологии восстановления почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. – М.: РЭФИА, НИА-Природа, 2001. – 185 с.

23. Тельхигова М.Ш. Правовое регулирование обеспечения экологической безопасности недропользования на северных территориях Российской Федерации / М. Ш. Тельхигова // Молодой ученый. – 2015. – №20. – С. 385-388.

24. Фомина Е.Е. Расчет ущерба окружающей природной среде при авариях нефтепроводах: учебное пособие / Фомина Е.Е. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 56 с.

25. Хафизов Ф.Ш. Общая концепция интегрированной обучающей системы для трубопроводного транспорта нефти / Хафизов Ф.Ш., Кудрявцев А.А., Шевченко Д.И. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело. – 2011. – №5. – С. 476-487.

26. Ходжаева Г.К.К. Мероприятия по предупреждению разливов нефти нефтепроводах // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2013. – №15. – С. 1180-1183.

27. Хорошавин А.В. Подходы к реализации международных требований экологического менеджмента в России // Экологическое право, 2014. – № 4. – С.20-25

28. Чичиков М.Е. Геоэкологические особенности территории Александровского района (Томская область) и рекультивация почв и водоемов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами на примере Первомайского нефтяного месторождения [Текст]: дис. ... маг. геол.: 05.04.01 / М.Е. Чичиков. – Томск, 2016. – 67 с.

29. Яковлев В.В. Нефть. Газ. Последствия аварийных ситуаций. Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003.

30. Локализация разливов нефти и нефтепродуктов на грунте [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANTROPOVA/UMKD/Tab/lokalizatsiya\\_na\\_grunte.pdf](http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANTROPOVA/UMKD/Tab/lokalizatsiya_na_grunte.pdf) (дата обращения 09.05.2018 г.)

31. Технологии и средства ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://repead.ru/souamic/Аварийных+разливов/part-15.html> (Дата обращения 07.05.2018 г.)

32. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://pandia.ru/text/78/340/905-30.php> (Дата обращения 11.05.2018 г.)